Programa de Eficientização Energética

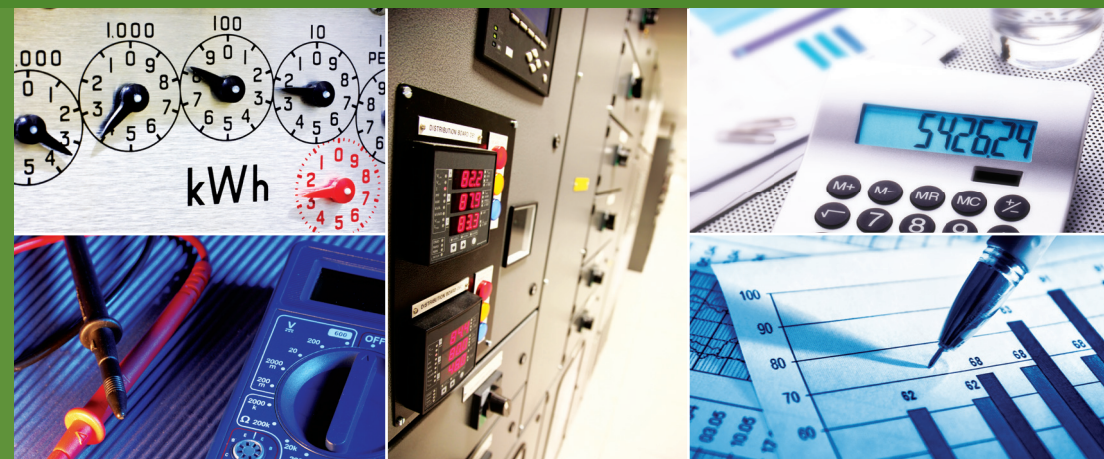
Cuide do seu futuro utilizando a
energia elétrica com segurança e economia.
É melhor para a comunidade e para
o meio ambiente.

www.elektro.com.br

Manuais **ELEKTRO** de Eficiência Energética

SEGMENTO INDUSTRIAL

DISTRIBUIÇÃO GRATUITA

Manuais **ELEKTRO** de Eficiência Energética

SEGMENTO INDUSTRIAL

Administração de Energia

Manuais Elektro de Eficiência Energética

Segmento Industrial

Uma publicação da Elektro - Eletricidade e Serviços S.A.,

dentro das ações do Programa de Eficiência Energética.

Publicação elaborada com base nos Manuais de Administração de Energia da Secretaria de Saneamento e Energia do Governo do Estado de São Paulo e nas publicações disponíveis no Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – Procel/Eletrobrás.

Coordenação geral: PenseEco Consultoria

Projeto gráfico, Editoração e Ilustrações: Casa Paulistana Comunicação & Design

Designers: Cleiton Sá

Ilustrações: Milton Rodrigues Alves

Preparação e revisão de texto: Temas e Variações Editoriais

Manuais **ELEKTRO** de Eficiência Energética

SEGMENTO INDUSTRIAL

Administração de Energia

Prezado Cliente,

É com grande satisfação que a ***Elektro Eletricidade e Serviços S.A.*** coloca à disposição dos seus clientes um conjunto de Manuais *ELEKTRO* de Eficiência Energética, voltados para os diversos usos finais e aplicações da energia elétrica.

Para facilitar o manuseio, os manuais foram agrupados por temas de interesse. O primeiro módulo traz informações sobre *Administração de Energia*, no qual são abordados os mecanismos de aquisição de energia e a viabilidade econômica dos projetos de eficiência energética.

No segundo módulo, o tema *Sistemas de Iluminação* discorre sobre os conceitos da utilização de iluminação natural, evidenciando os ganhos energéticos resultantes dessa aplicação e as informações sobre iluminação artificial, descrevendo, em linhas gerais, os principais sistemas e suas aplicações.

Em *Sistemas Motrizes*, os destaques são para os Motores Elétricos e as vantagens da utilização de motores de alto rendimento e inversores de frequência, bem como os Sistemas de Climatização e de Ar Comprimido.

O último módulo trata de *Geração de Vapor e Calor*, enfocando, principalmente, os aspectos relacionados à energia térmica – geração de vapor –, utilizada amplamente nos processos industriais e também nos setores comercial e de serviços.

Nos dias de hoje, a permanente necessidade do aumento da competitividade e o melhor uso dos recursos naturais colocam a eficiência energética como uma das principais ferramentas para a redução de custos e, consequentemente, para a obtenção do desenvolvimento sustentável. Por isso, a Elektro orienta os seus clientes quanto ao uso racional, eficiente e seguro da energia elétrica.

Identificar oportunidades de redução de custos operacionais e do consumo de energia elétrica é um dos compromissos da Elektro com seus clientes, com a sociedade e com o meio ambiente.

Fale conosco, estamos sempre à sua disposição.

Atenciosamente,

João Gilberto Mazzon
Diretor Executivo Comercial e de Suprimento de Energia
Elektro Eletricidade e Serviços S.A

Sumário

1. INTRODUÇÃO

Grandes desperdícios de energia elétrica ocorrem devido ao mau dimensionamento das instalações, operação e manutenção inadequadas dos circuitos elétricos, o que pode, inclusive, colocar em risco a segurança dos usuários. Com medidas simples, no entanto, é possível identificar as causas dos desperdícios de energia elétrica e eliminá-las.

Com a verificação das informações e acompanhamento dos parâmetros contidos nas faturas de energia, é possível identificar o perfil de utilização de eletricidade da unidade consumidora. Esse procedimento é muito importante quando se deseja implantar um sistema de gestão de energia.

Assim, este manual fornece informações básicas sobre os sistemas tarifários em vigor e sobre índices de desempenho da instalação, tais como: o fator de carga e o fator de potência.

E também são citados alguns conceitos sobre análises econômicas de investimentos, fundamentais para a tomada de decisões na implantação de novos projetos, especialmente àqueles voltados ao uso eficiente de energia.

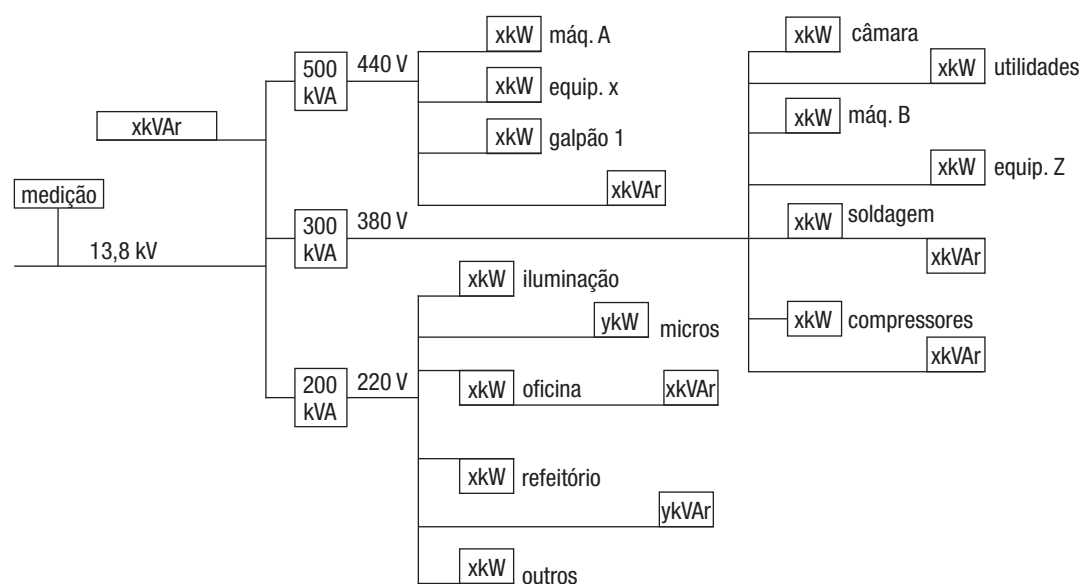
2. INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

A energia elétrica, a partir do momento em que é fornecida pela Elektro até aquele em que é utilizada em um motor, lâmpada, resistência ou outro aparelho elétrico, passa por diversos equipamentos e necessita de outros para que seja entregue em condições adequadas de uso.

Neste tópico, serão abordados os equipamentos que compõem as instalações elétricas. Por envolverem materiais e equipamentos energizados e que representam riscos, as atividades técnicas e específicas relativas ao seu manuseio e operação devem ser realizadas por pessoal especializado (técnicos de manutenção).

Para entender o fluxo da energia elétrica e seu uso, recomenda-se a elaboração de um diagrama unifilar simplificado ou de um esquema de blocos. Nele devem constar, no mínimo, a entrada de energia da concessionária com a respectiva indicação do valor de tensão, os transformadores com potências e tensão de saída, a localização da medição, dos bancos de capacitores e de suas potências (kVAr) e as cargas conectadas (kVA ou kW).

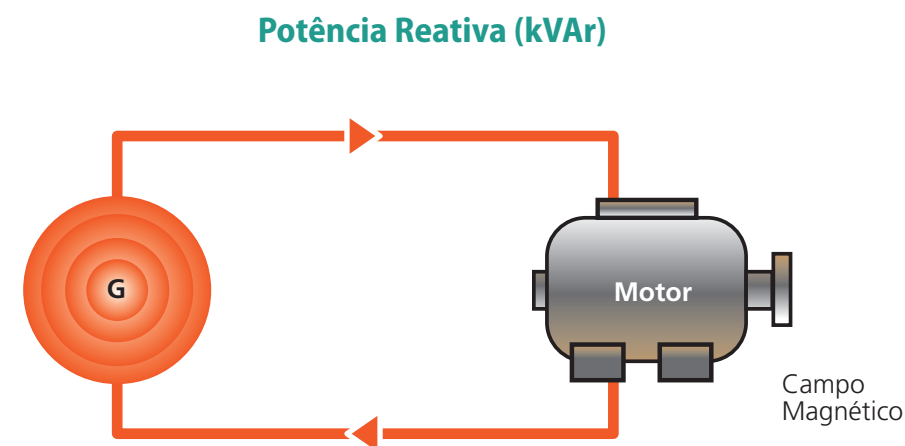
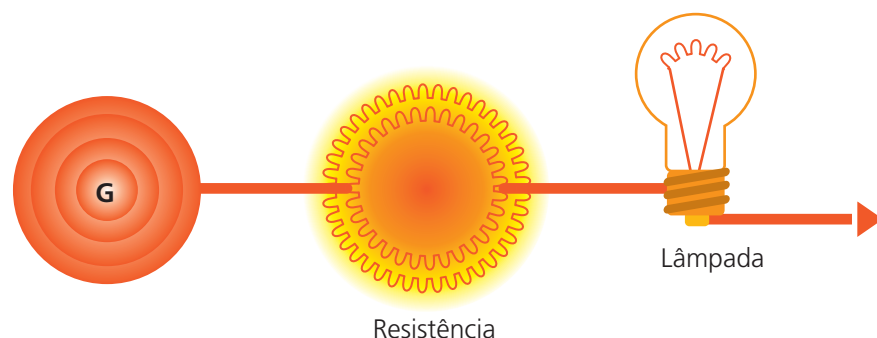
Como indicação, pode-se utilizar este exemplo simplificado.

Esquema de blocos

O diagrama unifilar ou esquema de blocos nada mais é do que um descritivo dos equipamentos elétricos utilizados na empresa. Esse diagrama serve para se observar os equipamentos instalados e identificar possíveis perdas no processo; assim, ele auxilia no levantamento do carregamento de circuitos e dos transformadores, na adequação da distribuição das cargas e dos capacitores e no dimensionamento e localização de pontos de controle.

2.1 Fator de potência

A energia elétrica é a força que produz trabalho nas máquinas e nos equipamentos elétricos de uma instalação elétrica. Essa energia é utilizada de duas formas distintas: como energia reativa e energia ativa.

A energia reativa (magnetização) forma um campo magnético necessário para que diversos equipamentos funcionem: motores (para que possam girar), transformadores, reatores utilizados nas lâmpadas de descarga (fluorescentes, vapor de mercúrio etc.) e fornos de indução.

Potência Reativa (kVAr)

A energia ativa é a que realmente realiza trabalho, isto é, ela transforma a energia elétrica em outras formas de energia, como energia luminosa (lâmpadas), energia mecânica (motores elétricos) e energia térmica (fornos).

À composição dessas duas formas de energia denomina-se "energia aparente" ou "energia total". O fator de potência (FP) é o índice que indica quanto da energia aparente ou total é transformada em energia que realiza o trabalho. Esse índice varia entre 0% e 100%, ou de 0 a 1.

FP = potência ativa/potência aparente = kWh / kVAh

Um fator de potência igual a 100% ou igual a 1 indica que o aparelho elétrico ou a instalação elétrica utilizou toda a energia elétrica necessária, transformando-a em outras formas de energia. Por outro lado, um fator de potência menor que 100% ou menor que 1 indica que o aparelho elétrico ou a instalação elétrica utilizou apenas uma parcela da energia elétrica que foi requerida.

O fator de potência é classificado em indutivo ou capacitivo. O **fator de potência indutivo** significa que a instalação elétrica está absorvendo a energia reativa. A maioria dos equipamentos elétricos possui características indutivas em função das suas bobinas (ou indutores), que induzem o fluxo magnético necessário ao seu funcionamento. O **fator de potência capacitivo** significa que a instalação elétrica esta fornecendo a energia reativa. São características dos capacitores que normalmente são instalados para fornecer a energia reativa que os equipamentos indutivos absorvem. O fator de potência torna-se capacitivo quando são instalados capacitores em excesso. Isso ocorre, principalmente, quando os equipamentos elétricos indutivos são desligados e os capacitores permanecem ligados na instalação elétrica.

Motores superdimensionados para as respectivas máquinas, motores trabalhando em vazio durante grande parte do tempo, grandes transformadores alimentando pequenas cargas por muito tempo, lâmpadas de descarga (vapor de mercúrio, fluorescentes etc.) e grande quantidade de motores de pequena potência são causas de um baixo fator de potência.

O baixo fator de potência mostra que a energia está sendo mal aproveitada, o que, como consequência, provoca problemas de ordem técnica nas instalações, como variação de tensão, que pode ocasionar a queima de motores; maior perda de energia dentro da instalação; redução do aproveitamento da capacidade dos transformadores e dos circuitos elétricos; aquecimento dos condutores e redução do aproveitamento do sistema elétrico (geração, transmissão e distribuição).

A ocorrência de energia reativa em circuitos elétricos sobrecarrega as instalações, ocupando uma capacidade de condução de corrente que poderia ser mais bem aproveitada. Isso é válido tanto para a concessionária que distribui energia elétrica ao consumidor como para o próprio consumidor em seus circuitos de distribuição.

A legislação permite que as concessionárias possam se proteger contra a ocorrência de reativos elevados em suas redes de distribuição, determinando aos consumidores um fator de potência mínimo de 0,92. Quando a unidade consumidora registra um fator de potência abaixo do mínimo é cobrado o excedente de energia reativa a título de ajuste. Assim sendo, a melhoria do fator de potência de uma instalação representa não apenas uma melhor utilização dos circuitos de distribuição, mas também

uma forma de reduzir as despesas com o fornecimento de energia, caso esse índice esteja abaixo do mínimo regulamentado.

Na Elektro, o fator de potência capacitivo é cobrado no período compreendido entre 00h30 e 06h30 e o fator de potência indutivo é cobrado no período complementar.

a) Redução de despesas no faturamento da energia elétrica

O controle do fator de potência é regulamentado por legislação específica e se aplica às unidades consumidoras, faturadas em média e alta tensão de fornecimento (acima de 2.300 V). Ocasionalmente, as concessionárias podem aplicar a cobrança por excedente de energia reativa também em instalações de baixa tensão.

Os critérios para fornecimento de energia elétrica determinam que o fator de potência deve ser mantido o mais próximo possível de 1,00 (um) e estabelecem que as concessionárias cobrem, com valores da energia ativa, o excedente de energia reativa que ocorrer quando o fator de potência da instalação consumidora for inferior ao valor mínimo (0,92). Se uma determinada instalação apresentar fator de potência inferior a 0,92, o valor referente à energia reativa excedente já estará sendo cobrado na fatura de energia elétrica. Esse valor poderá ser reduzido ou mesmo eliminado com a adequação do fator de potência a níveis mais elevados.

A economia obtida será resultante da quantidade de potência reativa (kVAr) que puder ser eliminada da instalação.

b) Técnicas para melhoria do fator de potência

Algumas medidas podem ser consideradas para a melhoria do fator de potência. Uma delas, e a mais óbvia, é utilizar equipamentos com elevado fator de potência.

O mercado oferece determinados equipamentos (reatores de lâmpadas de descarga, motores, transformadores) com uma variada gama de valores de fator de potência. Cabe verificar se é possível substituir os equipamentos existentes por outros de alto fator de potência. No caso de instalações novas, é recomendado iniciar a operação com tais equipamentos e providenciar as correções necessárias com capacitores, como será visto adiante. O correto dimensionamento dos equipamentos pode ser também uma maneira de se elevar o fator de potência de uma instalação. Os motores, por exemplo, apresentam um fator de potência mais elevado quando operam próximo à sua capacidade nominal.

Quanto mais próximo de 1,0 for o fator de potência, menor a energia reativa utilizada e, por consequência, mais eficiente será o consumo de energia da unidade consumidora. A fonte geradora de energia reativa, por exemplo, banco de capacitores para compensar o reativo das cargas, deverá ser instalada no próprio local para aliviar todo o sistema. Essa fonte pode ser obtida também com a instalação de um motor síncrono superexcitado.

Apesar de necessária, a utilização de energia reativa deve ser a menor possível. O excesso de consumo de energia reativa exige, da instalação, condutores (fios) e transformadores com maiores capacidades, além de provocar perdas por aquecimento e queda de tensão.

Diversas são as causas que resultam em um baixo fator de potência em uma instalação industrial. Vejamos algumas delas:

- motores de indução trabalhando em vazio durante um longo período de operação;
- motores superdimensionados para as máquinas a eles acopladas;
- transformadores em operação em vazio ou em carga leve;

- fornos a arco;
- fornos de indução eletromagnética;
- máquinas de solda a transformador;
- grande número de motores de pequena potência em operação durante um longo período;
- reatores de baixo fator de potência em lâmpadas de descarga: fluorescentes, vapor de mercúrio, vapor de sódio etc.;
- lâmpadas de descarga (vapor de mercúrio, de sódio ou fluorescentes) sem correção individual;
- equipamentos eletrônicos (os transformadores das fontes de alimentação interna também geram reativos).

As consequências do baixo fator de potência são variações de tensão que podem provocar a queima de equipamentos e aparelhos elétricos, condutores aquecidos, perdas de energia e desperdício, redução do aproveitamento da capacidade de transformadores e aumento desnecessário da conta de energia. Portanto, verifique a possibilidade de substituir os equipamentos de baixa qualidade por outros de alto fator de potência.

Além disso, de maneira geral, instalar capacitores ou banco de capacitores onde for necessário, de preferência próximo da carga, e instalar motores síncronos em paralelo com a carga são ações corretivas possíveis.

Os bancos de capacitores podem ser instalados juntos à cabine de medição. Entretanto, essa configuração atende aos requisitos da concessionária, mas não proporciona os benefícios do alívio da carga nos circuitos internos de distribuição e pode trazer consequências negativas se não for automatizado, conforme a variação da carga.

A instalação de capacitores em paralelo às cargas beneficia todo o circuito atrás do ponto de inserção dos capacitores, isto é, da cabine de entrada até o ponto de inserção. Assim, a localização adequada da instalação dos capacitores é junto aos equipamentos consumidores, após a chave.

Com essa configuração, garante-se inclusive que o reativo capacitivo será desligado junto com o equipamento quando este não estiver em uso. Tal medida tem por finalidade evitar o excesso de capacitivo na rede, igualmente cobrado pelas concessionárias de energia elétrica. As alternativas para instalação variam entre os dois extremos já descritos. A situação ideal para uma determinada instalação deve ser resultado de estudo específico, comparando-se os benefícios obtidos com os investimentos necessários. Convém lembrar que quando grande parte do consumo de uma instalação é devida a equipamentos não lineares (conversores de frequência, acionadores de velocidade variável em estado sólido, acionadores em corrente contínua, acionadores programáveis, fornos de indução e a arco, solda a arco), a instalação de capacitores deve ser procedida de um estudo de harmônicos.

Capacitores ligados a equipamentos não lineares podem agravar problemas de ressonância em harmônicos de ordem ímpar, distorcendo a forma de onda senoidal da alimentação (distorção harmônica) e provocando surtos de corrente nos circuitos. Quando isso acontece ocorre a abertura dos fusíveis de proteção dos capacitores, denunciando a existência de irregularidades na instalação.

Portanto, a instalação de capacitores deve ser precedida de medidas operacionais que levem à diminuição da necessidade de energia reativa, como o desligamento de motores e outras cargas indutivas ociosas ou superdimensionadas.
As desvantagens de tensões abaixo da nominal em qualquer sistema elétrico são bastante conhecidas, principalmente pelo aumento da corrente elétrica e queda do desempenho dos equipamentos.

Embora os capacitores elevem os níveis de tensão, não é econômico instalá-los apenas para esse fim. A melhoria da tensão deve ser considerada um benefício adicional dos capacitores, com a contribuição na redução das perdas.

Sob o ponto de vista de correção de fator de potência localizado, é importante tomar alguns cuidados com as cargas com alta inércia, por exemplo, ventiladores, bombas de recalque, exaustores, e deve-se instalar contatores para a comutação do capacitor, pois, quando fica permanentemente ligado a um motor, podem surgir problemas quando o motor é desligado da fonte de alimentação. O motor ainda girando irá atuar como um gerador e poderá ocorrer sobre tensões nos terminais do capacitor.

Pode-se dispensar o contator para o capacitor desde que sua corrente nominal seja menor ou igual a 90% da corrente de excitação do motor (NBR 5060).

Para os inversores de frequência que possuam reatância de rede conectada na entrada dos mesmos, emitirão baixos níveis de frequências harmônicas para a rede. Se a correção do fator de potência for necessária, aconselha-se não instalar capacitores no mesmo barramento de alimentação do(s) inversor(es). Caso seja realmente necessário, deve-se instalar em série com os capacitores indutores anti-harmônicas.

Nos equipamentos de controle de partida de motores deve-se utilizar um contator protegido por fusíveis retardados para manobrar o capacitor, o qual deve entrar em operação depois que os dispositivos de partida entrarem em regime. É sempre importante medir as harmônicas de tensão e corrente se o capacitor for inserido no mesmo barramento dos dispositivos de controle de partida.

Sob o ponto de vista de manutenção dos bancos de capacitores, verifique visualmente em todas as unidades capacitivas se houve atuação do dispositivo de segurança interno, indicado pela expansão do seu invólucro. Caso positivo, deve-se fazer a substituição por outra com a mesma potência.

É importante também verificar se há fusíveis queimados. Em caso positivo, é necessário tentar identificar a causa antes da troca, e deve-se usar fusíveis com corrente nominal indicada no catálogo.

Verifique o funcionamento adequado dos contatores, meça a corrente fornecida pelo capacitor e compare com a sua corrente nominal. Quando forem verificadas variações superiores a 30%, deve-se substituir a unidade capacitiva por outra de igual potência.

Nos bancos com ventilação forçada, comprove o funcionamento do termostato e do ventilador.

2.2 Transformadores

O transformador é um equipamento que se destina a transportar energia elétrica em corrente alternada, de um circuito elétrico para outro, sem alterar o valor da frequência. Quase sempre, essa transferência ocorre com mudança dos valores de tensão e de corrente. Quando um transformador recebe energia em uma determinada tensão e a transforma em outra mais elevada, recebe o nome de "transformador elevador". Na situação contrária, é chamado de "transformador abaixador".

Como toda máquina, o transformador apresenta perdas, que são pequenas em relação à sua potência nominal. As principais perdas ocorrem no cobre e no ferro. As perdas no cobre correspondem à dissipação de energia por efeito Joule (aquecimento), determinada pelas correntes que circulam nos enrolamentos primário e secundário, que variam com a carga elétrica alimentada pelo transformador. Já as perdas no ferro são determinadas pelo fluxo estabelecido no circuito magnético e são constantes para cada transformador.

Eventualmente, podem ocorrer perdas em transformadores ligados em paralelo, devido à diferença entre a relação de transformação dos equipamentos ligados dessa forma. Quando essa relação apresenta diferenças significativas ocorre a circulação de corrente entre os transformadores, provocando perdas que podem se tornar importantes.

Tratando-se de um aspecto geral, as perdas podem ser classificadas em dois tipos: fixas e variáveis.

a) **Perdas fixas**

São as perdas no núcleo magnético ou perdas no ferro. Elas existem desde que o transformador esteja ligado à rede elétrica e se devem às características magnéticas dos materiais empregados na sua fabricação. Caracterizam-se por praticamente não variarem com a carga solicitada do transformador.

Elas dependem dos materiais utilizados. Os transformadores mais modernos apresentam menores perdas devido ao desenvolvimento tecnológico ocorrido na fabricação das chapas de ferro e aos projetos melhores elaborados. No caso das perdas no ferro, elas somente deixarão de existir caso o transformador seja desligado da rede elétrica.

Para determinar os potenciais de economia de energia que podem ser obtidos com a redução das perdas no ferro, adote o seguinte roteiro:

- Identifique os transformadores existentes e anote os seus dados nominais (potência nominal e tensão), que podem ser encontrados na placa do equipamento.

POTÊNCIA (KVA)	PERDAS NO FERRO (W)	PERDAS TOTAIS (W)
15	120	460
30	200	770
45	260	1.040
75	390	1.530
112,5	520	2.070
150	640	2.550
225	900	3.600
300	1.120	4.480
500	1.350	6.700
750	1.500	13.500
1.000	1.900	16.500
1.500	2.500	25.000
2.000	3.900	25.100
3.000	4.900	31.700

- Consulte as características de cada um dos transformadores e verifique o valor das perdas no ferro e perdas totais. Caso não disponha dos dados de seus equipamentos, utilize como referência os valores demonstrados na tabela da página anterior.

- Analise os circuitos que são alimentados pelos transformadores e verifique se é possível desligar cada transformador em horários em que não haja solicitação de energia, ou quando tal solicitação é reduzida e pode ser transferida para outro transformador.

- Estime a quantidade de horas mensais em que o transformador pode ser desenergizado.

- Determine o potencial de economia de energia a partir da seguinte expressão:

$$E = \frac{P1 \times h}{1000}$$

em que:
E = potencial de economia de energia devido às perdas no ferro (kWh/mês)
P1 = perdas no ferro (W)
h = quantidade de horas mensais de desligamento do transformador (h/mês)

b) Perdas variáveis

São as perdas que ocorrem nos enrolamentos ou no cobre. Ao circular corrente elétrica por um condutor, ocorrem perdas, chamadas de “perdas ôhmicas” ou “perdas por efeito Joule”, que se caracterizam por variar com a resistência do condutor e com o quadrado da corrente elétrica que por ele circula.

$$P = R \times I^2$$

em que:
P = potência (W)
R = resistência dos enrolamentos (ohm)
I = corrente (A)

A redução das perdas é obtida quando são tomadas medidas de conservação de energia nas correntes de cargas alimentadas pelo transformador, como a elevação do fator de potência e uma melhor distribuição das cargas.

Uma maneira de se reduzir o consumo de energia elétrica por efeito Joule, quando estiverem em uso vários transformadores, é distribuir as cargas de modo a se otimizar os carregamentos médios de cada transformador, reduzindo as correntes daqueles que estiverem muito carregados e aumentando a corrente dos que estiverem submetidos a pouca carga.

Para determinar o potencial de economia de energia que se pode obter com essa medida, adote o seguinte roteiro:

- Determine as perdas no cobre para cada um dos transformadores quando estes operam a plena carga, efetuando a seguinte diferença:

$$Pc = P - P1$$

em que:
P1 = perdas de ferro (W)
Pc = perdas no cobre do transformador (W)
P = perdas totais (W)

Nota: As perdas totais apresentadas para um transformador incluem outros tipos de perda. Para efeito prático, não serão considerados outros valores, admitindo-se que somente ocorram perdas no cobre e no ferro.

- Calcule a corrente nominal do transformador trifásico utilizando a seguinte expressão:

$$In = \frac{Pn \times 1.000}{\sqrt{3} \times U}$$

em que:
In = corrente nominal do transformador (A)
Pn = potência nominal do transformador (kVA)
U = tensão nominal secundária do transformador (V)

- Efetue a medição da corrente secundária do transformador para vários horários do dia e determine o valor da corrente média que circula em cada transformador (Im).
- Analise o carregamento de cada transformador e verifique a possibilidade de remanejar as cargas por eles alimentadas, de modo a reduzir o carregamento dos mais solicitados e aumentar o carregamento dos menos carregados.
- Determine o novo valor das correntes médias de cada transformador (Ir).
- Calcule a redução das perdas que pode ser obtida com esta medida adotando a seguinte expressão:

$$R = \frac{P_c \times (I^2_m - I^2_r)}{I^2_n}$$

em que:
R = redução de perdas no cobre (W)
P_c = perdas no cobre do transformador (W)
I_m = corrente secundária do transformador na condição atual (A)
I_r = corrente secundária do transformador após remanejamento da carga (A)
I_n = corrente n ominal do transformador (A)

- Estime a quantidade média mensal de horas de funcionamento dos transformadores (h)
- Calcule as perdas mensais de energia que ocorrem em cada transformador com a seguinte expressão:

$$E = \frac{R \times h}{1.000} \text{ (kWh/mês)}$$

Cabe notar que, as medidas de conservação de energia elétrica adotadas no âmbito da empresa resultam em menor solicitação de potência e, consequente-

mente, em menor corrente de carga a ser suprida pelo transformador. Quanto menor a corrente, menores serão as perdas nos enrolamentos do equipamento.

2.2.1 Outras considerações

Os transformadores são aparelhos que funcionam, normalmente, com rendimentos muito elevados. Não se pode esperar, no seu nível, grandes economias de energia. Não obstante, é necessário observar algumas regras simples de modo a evitar um grande desperdício de energia, como:

- utilizar os transformadores com carregamento até no máximo 70% de sua capacidade nominal;
- desligar os transformadores que não estão sendo utilizados, tomando os devidos cuidados com a umidade em seu isolamento elétrico;
- eliminar progressivamente os aparelhos muito antigos, substituindo-os, quando ocorrerem avarias, por outros mais modernos;
- comprar equipamentos de boa qualidade, observando sempre as normas brasileiras;
- não adquirir transformadores usados sem antes conhecer suas perdas reais;
- instalar os transformadores próximos aos principais centros de consumo;
- evitar sobrecarregar circuitos de distribuição;
- manter bem balanceadas as redes trifásicas

3. ANÁLISE ENERGÉTICA

3.1 Conceitos

O gerenciamento energético de qualquer instalação requer pleno conhecimento dos sistemas consumidores de energia elétrica existentes, dos hábitos de utilização de energia, dos critérios e requisitos de compra dos insumos energéticos e da experiência dos usuários e técnicos da edificação.

A implementação de medidas não coordenadas e não integradas a uma visão global de toda a instalação ou carente de uma avaliação de custo/benefício pode não produzir os resultados esperados, dificultando a continuidade do processo perante a alta administração e as pessoas envolvidas nele.

Por isso, o primeiro passo consiste em se conhecer como a energia elétrica é consumida na sua instalação e em acompanhar o custo e o consumo de energia elétrica por produto/serviço produzido, mantendo um registro cuidadoso. Os dados mensais e históricos são de grande importância para a execução de diagnósticos, e podem ser extraídos da conta de energia elétrica.

Esses dados podem fornecer informações preciosas sobre a contratação correta da energia e seu uso adequado, bem como sobre a análise de seu desempenho, subsidiando a tomada de decisões, visando à redução dos custos operacionais.

Para realizar a análise energética, é necessário, antes, conhecer alguns conceitos e/ou definições.

3.1.1 Eficiência energética

Procedimento que tem por finalidade reduzir o consumo de energia elétrica necessário à realização de um determinado trabalho, excetuado o uso de energia proveniente de matéria-prima não utilizada, em escala industrial, na matriz energética.

3.1.2 Ponto de entrega de energia elétrica

O ponto de entrega é a conexão do sistema elétrico da Elektro com a unidade consumidora (cliente) e situa-se no limite da via pública com a propriedade onde esteja localizada a unidade consumidora.

3.1.3 Unidades consumidoras (Clientes) – Grupo B (Baixa Tensão – inferior a 2.300 Volts)

Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômia e subdividido nos seguintes subgrupos:

a) subgrupo B1 – residencial;

b) subgrupo B2 – rural;

c) subgrupo B3 – demais classes; e

d) subgrupo B4 – Iluminação pública.

3.1.4 Unidades consumidoras (Clientes) – Grupo A (Alta e Média Tensão – superior a 2.300 Volts)

Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia e subdividido nos seguintes subgrupos:

Os clientes com fornecimento em tensão acima de 69 kV são denominados de “alta tensão”; e os clientes atendidos em tensão entre 2,3 kV até 69 kV são denominados de “média tensão”.

a) Subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;

b) Subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;

c) Subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;

d) Subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;

e) Subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; e

f) Subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

3.1.5 Contrato de fornecimento de energia elétrica

Para o fornecimento de energia elétrica aos clientes do grupo A, é celebrado um Contrato de Fornecimento com o consumidor responsável e a Elektro, nos termos da legislação vigente, desde que este não tenha celebrado o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD e conter, o período de duração e valores de demandas definidos, além das demais cláusulas essenciais ao relacionamento entre as partes.

3.1.6 Consumo de energia elétrica

É a energia consumida num intervalo de tempo. A potência (kW) da carga é multiplicada número de horas (h) que a mesma permaneceu em funcionamento, resultando em uma quantidade de kWh.

3.1.7 Demanda de energia elétrica

É o valor médio da potência de energia integralizada pelo medidor de energia em um período de tempo; expressa em quilowatts (kW).

3.1.8 Demanda contratada

Demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela Elektro, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento.

O setor elétrico possui regulamentação para limites de fornecimento de energia aos clientes do grupo A (ligados em média e alta tensão). Estes limites têm por objetivo garantir que sejam respeitados os níveis de segurança de operação do sistema elétrico e para que todos os equipamentos do sistema de rede do ponto de entrega e do sistema elétrico estejam devidamente dimensionados. Assim, os clientes do grupo A devem realizar a contratação de um valor de demanda máxima para sua operação, tomando-se por base o perfil de utilização de toda sua instalação, considerando todas as máquinas e os equipamentos elétricos. A demanda máxima provável será a soma das diversas cargas que serão ligadas simultaneamente em uma instalação, de acordo com as particularidades de uso de cada cliente. Devem ser tomadas precauções para o cálculo dessa demanda, pois ela deverá ser utilizada em estudos de viabilidade de fornecimento do sistema elétrico e no cálculo da demanda a ser contratada.

Estimá-la muito acima do real elevará o valor das contas de energia sem que parte da demanda disponibilizada seja utilizada. Porém, há um risco também em estimá-la muito abaixo do valor real, tendo em vista a aplicação de multas por ultrapassagem

da demanda contratada, acima dos percentuais de tolerância, com valores muito elevados de tarifa de ultrapassagem de demanda contratada.

Quando os montantes de demanda de potência ativa ou de uso do sistema de distribuição – MUSD medidos excederem em mais de 5% (cinco por cento) os valores contratados, aplica-se a cobrança da ultrapassagem, conforme equação expressa na legislação vigente.

3.1.9 Energia elétrica ativa

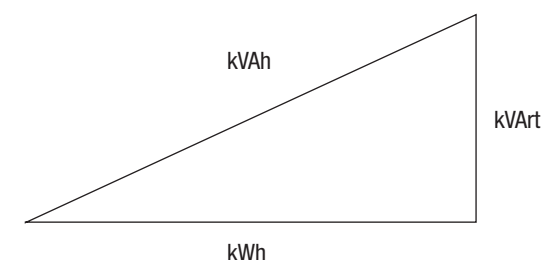
É aquela que pode ser convertida em outra forma de energia, expressa em quilowatts-hora (kWh).

3.1.10 Energia elétrica reativa

É aquela que circula entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada, sem produzir trabalho, expressa em quilovolt-ampère-reativo-hora (kVArh).

3.1.11 Energia aparente

É a energia resultante da soma vetorial das energias ativa e reativa. É aquela que a concessionária realmente fornece para a unidade consumidora (kVA).

Energia aparente – Demonstração vetorial

3.1.12 Montante de uso do sistema de distribuição – MUSD

Potência ativa média, integralizada em intervalos de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento, injetada ou requerida do sistema elétrico de distribuição pela geração ou carga, expressa em quilowatts (kW).

3.1.13 Carga instalada

É a soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW).

3.1.13 Fator de demanda

Razão entre a demanda máxima num intervalo de tempo especificado e a carga instalada na unidade consumidora.

3.1.14 Fator de carga

Razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado.

3.1.15 Fator de potência (FP)

Razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas num mesmo período especificado.

O fator de potência da unidade consumidora, para efeito de faturamento, deve ser verificado pela distribuidora por meio de medição permanente, de forma obrigatória para o grupo A e facultativa para o grupo B.

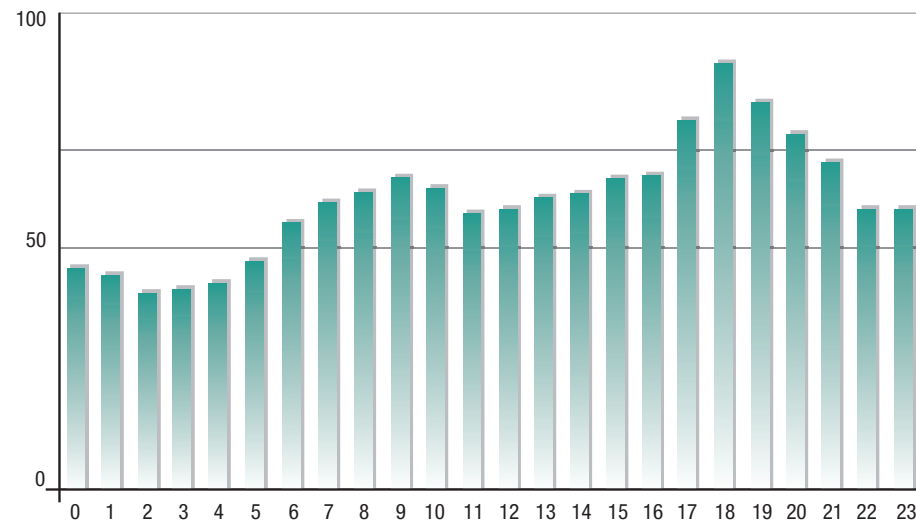
3.1.16 Tarifa

Valor monetário estabelecido pela ANEEL, fixado em Reais por unidade de energia elétrica ativa ou da demanda de potência ativa, sendo:

a) **tarifa convencional:** modalidade caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia; e

b) **tarifa horária:** modalidade caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com os postos horários e horas de utilização do dia, observando-se as disposições descritas na legislação vigente.

3.1.17 Curva de carga do sistema

A curva de carga do sistema elétrico para um dia típico apresenta o perfil mostrado na figura a seguir. O horário de ponta representa o período do dia em que o sistema demanda mais carga. Considerando que o sistema elétrico é dimensionado para atender à carga máxima, verifica-se que, para atender a uma nova carga no horário de ponta, a Elektro teria de investir para aumentar a sua capacidade apenas para aquele período, ao passo que para uma nova carga no horário fora ponta não seria necessário nenhum investimento. Por meio da sinalização tarifária (valores mais elevados e mais baixos nos horários de ponta e fora de ponta, respectivamente), pretende-se que a curva do sistema torne-se mais plana ao longo do dia.

3.1.18 Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC

Intervalo de tempo em que, em média, no período de observação, em que cada unidade consumidora do conjunto considerado, ocorreu a descontinuidade na distribuição de energia elétrica.

3.1.19 Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – DIC

Intervalo de tempo em que, no período de observação, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão, ocorreu a descontinuidade na distribuição de energia elétrica, expressa em horas.

3.1.20 Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC

Número de interrupções ocorridas, em media, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

3.1.21 Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão

Número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão, expressas em número de interrupções.

3.2 Estrutura tarifária

A estrutura tarifária de uma concessionária é definida pelo um conjunto de tarifas, aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica e que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e postos tarifários.

Para os usuários do sistema de distribuição, a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD diferencia-se por subgrupo, posto e modalidade tarifária. A Tarifa de Energia – TE diferencia-se por posto e modalidade tarifária.

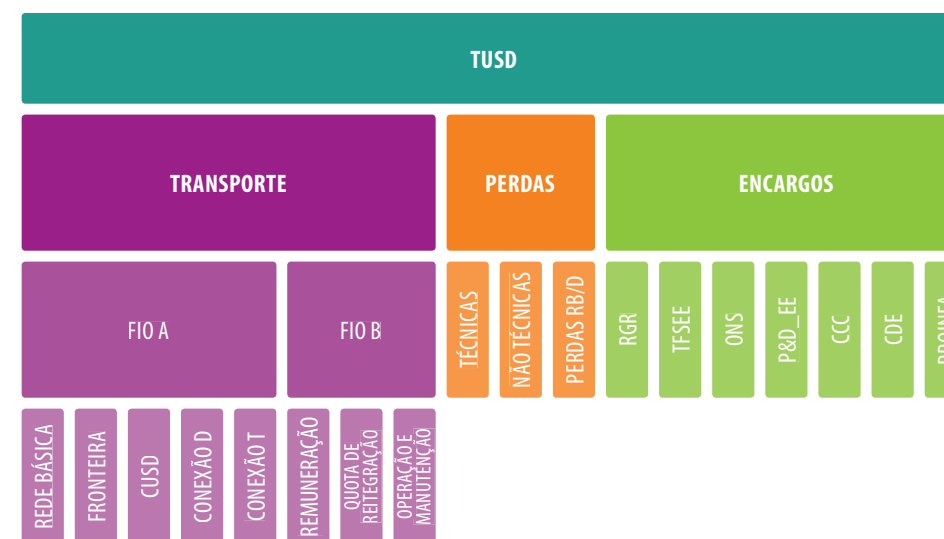
Os usuários do sistema de distribuição são classificados em grupos e subgrupos tarifários, conforme definido na Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010.

3.2.1 Tarifas de Usos dos Sistemas de Transmissão – TUST

Correspondem aos valores monetários relativos ao uso de instalações da Rede Básica e de Fronteira da Rede Básica.

3.2.2 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD

Corresponde ao valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R$/MWh ou em R$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema.

Funções de Custos da TUSD

Nota: Os custos regulatórios alocados à TUSD são definidos no processo de reajuste ou revisão tarifária e as funções de custos da TUSD são formadas de acordo com os componentes de custo tarifário descritos nos subitens a seguir:

3.2.2.1 TUSD Transporte

Corresponde a parcela da **TUSD** que compreende a **TUSD FIO A** e a **TUSD FIO B**, sendo:

a) **TUSD FIO A** – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por: i) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica; ii) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica de Fronteira; iii) uso

dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e iv) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição, quando aplicáveis.

b) **TUSD FIO B** – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora, compreendida por: i) remuneração dos ativos; ii) quota de reintegração regulatória (depreciação); e iii) custo de operação e manutenção.

3.2.2.2 TUSD Encargos

Corresponde a parcela da **TUSD** que recupera os custos dos seguintes encargos:

a) Reserva Global de Reversão – RGR;

b) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE;

c) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;

d) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (contribuição);

e) Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;

f) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e

g) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

3.2.2.3 TUSD Perdas

Corresponde a parcela da **TUSD** que recupera os custos regulatórios com as seguintes perdas:

a) Perdas técnicas do sistema da distribuidora;

b) Perdas não técnicas; e,

c) Perdas de Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora.

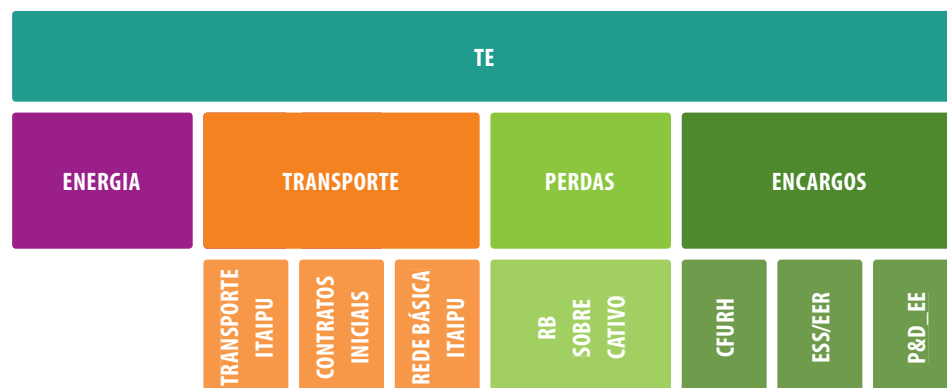
3.2.3 Tarifa de Energia – TE

Corresponde ao valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia dos seguintes contratos:

a) Contratos de Compra de Energia Regulada – CCER que é celebrado entre unidade consumidora (cliente) e a distribuidora;

b) Contratos de fornecimento relativo ao consumo tanto do grupo A quanto do B; e

c) Contratos de suprimento celebrados entre a distribuidora e concessionária ou permissionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano.

Funções de Custos da TE

Nota: Os custos regulatórios alocados à Tarifa de Energia – TE são definidos no processo de reajuste ou revisão tarifária e as funções de custos da TE são formadas de acordo com os componentes de custo tarifário descritos nos subitens a seguir:

3.2.3.1 TE Energia

É a parcela da **TE** que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo os custos com energia comprada de Itaipu e de geração própria.

3.2.3.2 TE Encargos

É a parcela da **TE** que recupera os seguintes custos de encargos:

a) Encargos de Serviços de Sistema – ESS;

b) Encargo de Energia de Reserva – ERR;

c) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE;

d) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH.

3.2.3.3 TE Transporte

É a parcela da **TE** que recupera os custos de transmissão relacionados à: Transporte de Itaipu, Rede Básica de Itaipu e Rede Básica associada aos contratos iniciais.

3.2.3.4 TE Perdas

É a parcela da **TE** que recupera os custos com perdas de Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

3.3 Postos tarifários

Refere-se ao período de tempo em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia, considerando a seguinte divisão:

3.3.1 Posto tarifário ponta

Período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, exceto para finais de semana e feriados definidos na Resolução Normativa nº 414/2010. A Elektro considera o posto horário de ponta das 17h30 às 20h30 e como média mensal de horas utilizadas, adota 66 horas.

3.3.2 Posto tarifário intermediário

Período de duas horas conjugado ao posto tarifário ponta, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto ponta, aplicado para o Grupo B.

3.3.3 Posto tarifário fora ponta

Período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e, para o Grupo B, intermediário. Como média mensal de horas utilizadas, a Elektro adota 664 horas.

3.4 Modalidades tarifárias

Refere-se ao conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potências ativas, como segue:

3.4.1 Modalidade tarifaria horária Azul

Aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia, considerando-se o seguinte:

I – para a demanda de potência (kW):
a) uma tarifa para o posto tarifário ponta (R$/kW); e

b) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R$/kW).

II – para o consumo de energia (MWh):
a) uma tarifa para o posto tarifário ponta (R$/MWh);

b) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R$/MWh);

3.4.2 Modalidade tarifaria horária Verde

Aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência, considerando-se o seguinte:

I – para a demanda de potência (kW):
a) tarifa única para a demanda de potência (R$/kW); e

II – para o consumo de energia (MWh):
a) uma tarifa para o posto tarifário ponta (R$/MWh);

b) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R$/MWh);

3.4.3 Modalidade tarifaria convencional binômia

Aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia, sendo constituída por:

a) tarifa única para a demanda de potência (R$/kW); e

b) tarifa única para o consumo de energia (R$/MWh).

Nota: De acordo com a regulamentação da ANEEL, a modalidade tarifária convencional aplicada ao Grupo A deverá ser extinta a partir de 2015 e os contratos de fornecimento desta modalidade tarifária serão readequados.

3.4.4 Modalidade tarifaria horária Branca

Aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, sendo caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e segmentada em três postos tarifários, considerando-se o seguinte:

I – uma tarifa para o consumo de energia (R$/MWh) para o posto tarifário ponta;
II – uma tarifa para o consumo de energia (R$/MWh) para o posto tarifário intermediário; e
III – uma tarifa para o consumo de energia (R$/MWh) para o posto tarifário fora de ponta.

3.4.5 Modalidade tarifaria convencional monômia

Aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia.

3.4.6 Modalidade tarifaria distribuição

Aplicada às concessionárias ou permissionárias de distribuição conectadas aos sistemas de outra distribuidora, caracterizada por tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia, e de consumo de energia elétrica.

Modalidades Tarifárias

GRUPO	SUB GRUPOS	MODALIDADES	TUSD			TUSD	TE	
			PONTA	INTERME-DIÁRIA	FORA PONTA		PONTA	FORA PONTA
A	A1 (≥ 230 kV)	Azul	R$/kW		R$/kW	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh
	A2 (88 a 138 kV)	Azul	R$/kW		R$/kW	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh
		Geração	R$/kW					
		Distribuição	R$/kW		R$/kW	R$/MWh	R$/MWh	
	A3 (69 kV)	Azul	R$/kW		R$/kW	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh
		Geração	R$/kW					
		Distribuição	R$/kW		R$/kW	R$/MWh	R$/MWh	
	A3a (30kV a 44kV)	Azul	R$/kW		R$/kW	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh
		Geração	R$/kW					
		Distribuição	R$/kW		R$/kW	R$/MWh	R$/MWh	
		Verde	R$/MWh		R$/kW	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh
		Convencional	R$/kW			R$/MWh	R$/MWh	
	A4 (2,3 a 25kV)	Azul	R$/kW		R$/kW	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh
		Geração	R$/kW					
		Distribuição	R$/kW		R$/kW	R$/MWh	R$/MWh	
		Verde	R$/MWh		R$/kW	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh
		Convencional	R$/kW			R$/MWh	R$/MWh	
	AS (≤ 2,3kV)	Azul	R$/kW		R$/kW	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh
		Verde	R$/MWh		R$/kW	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh
		Convencional	R$/kW			R$/MWh	R$/MWh	

Modalidades Tarifárias

GRUPO	SUB GRUPOS	MODALIDADES	TUSD PONTA	TUSD INTERME-DIÁRIA	TUSD FORA PONTA	TUSD	TE PONTA	TE FORA PONTA
B	B1 (≤ 2,3kV)	Convencional	R$/MWh			R$/MWh	R$/MWh	
		Branca	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh		R$/MWh	R$/MWh
	B2 (≤ 2,3kV)	Convencional	R$/MWh				R$/MWh	
		Branca	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh		R$/MWh	R$/MWh
	B3 (≤ 2,3kV)	Convencional	R$/MWh				R$/MWh	
		Branca	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh		R$/MWh	R$/MWh
	B4 (≤ 2,3kV)	Convencional	R$/MWh				R$/MWh	
	Gereção (≤ 2,3kV)		R$/kW					

3.5 Bandeiras tarifárias

A sistemática de bandeiras (verde, amarela e vermelha) tem como objetivo modificar a atual estrutura tarifária, possibilitando o consumidor ajustar seu consumo, uma vez que cada cor sinalizará o presente custo de compra da energia.

As Bandeiras Tarifárias correspondem ao sistema tarifário que tem como finalidade sinalizar aos consumidores faturados pela distribuidora por meio da Tarifa de Energia – TE, os custos atuais da geração de energia elétrica.

O sistema de bandeiras tarifárias é representado por:

a) Bandeira Tarifária Verde;

b) Bandeira Tarifária Amarela; e

c) Bandeira Tarifária Vermelha.

A bandeira verde significa custos baixos para gerar a energia. A amarela indicará um sinal de atenção, pois os custos de geração estão aumentando. Por sua vez, a bandeira vermelha indicará que a situação anterior está se agravando e a oferta de energia para atender a demanda dos consumidores ocorre com maiores custos de geração, como por exemplo, o acionamento de grande quantidade de termelétricas para gerar energia, que é uma fonte mais cara do que as usinas hidrelétricas.

BANDEIRAS TARIFÁRIAS	
TIPO	**SÍNTESE**
VERDE	GERAÇÃO DE ENERGIA COM CUSTO BAIXO
AMARELA	SINAL DE ATENÇÃO: CUSTOS DE GERAÇÃO EM CRESCIMENTO
VERMELHA	GERAÇÃO DE ENERGIA COM CUSTO MAIS ALTO

A aplicação das bandeiras será realizada conforme intervalo de valores do Custo Marginal de Operação (CMO) e do Encargo de Serviços de Sistema por Segurança Energética (ESS_SE), como segue:

3.5.1 Bandeira tarifaria Verde

Será utilizada nos meses em que a soma dos valores de CMO e ESS_SE for inferior ao valor de R$ 200,00/MWh.

3.5.2 Bandeira tarifaria Amarela

Será acionada nos meses em que a soma dos valores de CMO e ESS_SE for igual ou superior a R$ 200/MWh e inferior a R$ 350/MWh.

3.5.3 Bandeira tarifaria Vermelha

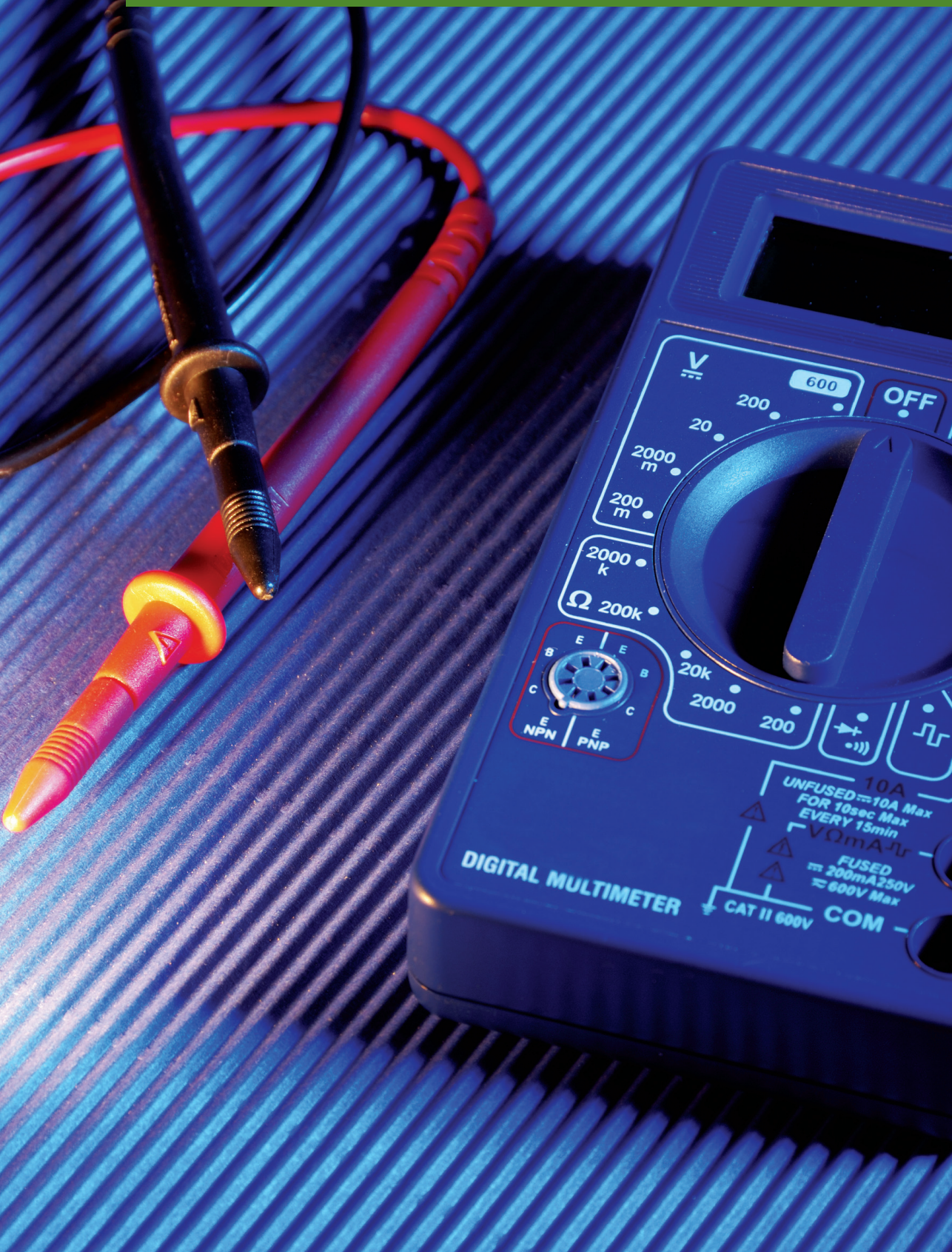
Será acionada nos meses em que a soma dos valores de CMO e ESS_SE for igual ou superior a R$ 350/MWh.

Notas:

I - Durante o ano de 2014, a ANEEL está adotando como período de Ano-Teste, visando simular os resultados obtidos com a aplicação hipotética das bandeiras amarela e vermelha e divulgar aos consumidores os procedimentos de aplicação do sistema de bandeiras. A previsão é de que a aplicação do sistema de bandeiras tarifárias terá a sua vigência somente a partir do ano de 2015 e será aplicado por todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional – SIN.

II - O acionamento de cada bandeira tarifária será sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema – ONS e o período de aplicação da bandeira tarifária será o mês subsequente à data de divulgação.

III - Após o acionamento da bandeira, pela ANEEL, as distribuidoras terão o prazo de um dia útil para disponibilizar em seu endereço eletrônico, na página principal, a bandeira que será aplicada no mês subsequente.

IV - As distribuidoras deverão explicitar na fatura do consumidor: qual a bandeira vigente (verde, amarela ou vermelha) no período relativo ao faturamento; o valor da bandeira vigente (R$/MWh); e o adicional a ser pago pelo consumidor proveniente do acionamento da bandeira (R$).

4. MEDIÇÃO ELÉTRICA

Todos os equipamentos elétricos possuem uma potência, que pode ser identificada em watts (W), em *horse power* (hp) ou em cavalo vapor (cv). Caso a potência esteja identificada em hp ou cv, basta transformá-la em watts, usando as seguintes conversões:

1 cv = 735 W e 1 hp = 746 W ou 1 kW = 1,36 cv = 1,34 hp.

Exemplos: motor: 20 hp (15 kW); chuveiro: 4.000 W; geladeira: 200 W.

Pode-se verificar que o consumo de energia elétrica é igual à potência em watts (W) vezes o tempo em horas (h), expressa em watthora (Wh). Portanto, o consumo de energia depende das potências (em watts) dos equipamentos e do tempo de funcionamento deles (em horas).

Consumo (Wh) = Potência (W) x Tempo (h

Esses valores indicam a demanda de cada equipamento, ou a energia que utiliza por unidade de tempo, e mostram a capacidade de realizar trabalho. No caso das contas de energia elétrica, como as grandezas envolvidas são elevadas (milhares de Wh), padronizou-se o uso do kWh, que representa 1.000 Wh.

1 kWh = 1.000 Wh
1 MWh = 1.000 kWh = 1.000.000 Wh

Um kWh representa:

- a energia gasta em um banho de 15 minutos (0,25h) usando um chuveiro de 4.000 W;

- consumo de um motor de 20 hp (15 kW) por 4 minutos (0,067h).

4.1 Custo da energia elétrica

O custo da energia elétrica para o consumidor depende de uma série de fatores. Além dos equipamentos e de suas condições operacionais, a forma de contratação da energia pode causar diferenças de valores entre unidades consumidoras semelhantes.

Os consumidores cativos são regulados por legislação específica, estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica — ANEEL, os quais estão sujeitos às tarifas de energia vigente.

O valor da tarifa a que esses consumidores estão sujeitos dependerá do nível de tensão a que estiverem ligados: se baixa, média ou alta tensão. Mesmo enquadrados em uma dessas classes de tensão, eles pagarão por sua energia uma tarifa média, que dependerá de alguns fatores, os quais serão detalhados nos itens a seguir.

No setor elétrico, é considerado consumidor de baixa tensão (BT) aquele que está ligado em tensão inferior a 2.300 V (2,3 kV); e de média e alta tensão aquele ligado em tensão igual ou superior a 2.300 V.

4.1.1 Custos para a baixa tensão

Na baixa tensão (BT), em que se cobra apenas o consumo, a tarifa média da energia varia de acordo com o subgrupo tarifário ou classe, acrescido do Imposto sobre Circulação de Mercadorias (ICMS) e dos demais encargos, taxas e serviços.

4.1.2 Custos para a média e alta tensão

Na média e alta tensão (MT e AT), a tarifa aplicada é binômia, neste caso, cobra-se, além do consumo (kWh) registrado, a demanda (kW) contratada ou a medida (a que for maior), e consideram-se às tarifas do grupo A. Nele, os subgrupos não dependem das classes, e sim dos níveis de tensão.

4.2 Cobrança do fator de potência e do reativo excedente

O fator de potência de referência **"f_R"**, indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido, para as unidades consumidoras, o valor de 0,92. Aos montantes de energia elétrica e demanda de potência reativos que excederem o limite permitido, aplicam-se as cobranças estabelecidas nas condições a seguir.

Para as unidades consumidoras que possuam equipamento de medição apropriado, incluídas aquelas cujo titular tenha celebrado o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD, os valores correspondentes à energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes são apurados conforme as seguintes equações:

$$E_{RE} = \sum_{T-1}^{n} \left[EEAM_T \times \left(\frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \times VR_{ERE} \right]$$

$$D_{RE}(p) = \left[\underset{T-1}{\overset{n}{MAX}} \left(PAM_T \times \frac{f_R}{f_T} \right) - PAF(p) \right] \times VR_{DRE}$$

onde:

- **E_{RE}** = valor correspondente à energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência **"f_R"**, no período de faturamento, em Reais (R$);

- **$EEAM_T$** = montante de energia elétrica ativa medida em cada intervalo **"T"** de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento, em megawatt-hora (MWh);

- **f_R** = fator de potência de referência igual a 0,92;

- **f_T** = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo **"T"** de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento, observadas as definições dispostas na legislação;

- **VR_{ERE}** = valor de referência equivalente à tarifa de energia **"TE"** aplicável ao subgrupo B1, em Reais por megawatt-hora (R$/MWh);;

- **D_{RE}(p)** = valor, por posto tarifário **"p"**, correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência **"fR"** no período de faturamento, em Reais (R$);

- **PAM_T** = demanda de potência ativa medida no intervalo de integralização de 1 (uma) hora **"T"**, durante o período de faturamento, em quilowatt (kW);

- **PAF(p)** = demanda de potência ativa faturável, em cada posto horário **"p"** no período de faturamento, em quilowatt (kW);

- **VR_{DRE}** = valor de referência, em Reais por quilowatt (R$/kW), equivalente às tarifas de demanda de potência - para o posto tarifário fora de ponta - das tarifas de fornecimento aplicáveis aos subgrupos do grupo A para a modalidade tarifária horária azul e das TUSD-Consumidores-Livres, conforme esteja em vigor o Contrato de Fornecimento ou o CUSD, respectivamente;

- **MAX** = função que identifica o valor máximo da equação, dentro dos parênteses correspondentes, em cada posto horário **"p"**;

- **T** = indica intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;

- **p** = indica posto tarifário ponta ou fora de ponta para as modalidades tarifárias horárias ou período de faturamento para a modalidade tarifária convencional binômia;

- **n1** = número de intervalos de integralização **"T"** do período de faturamento para os postos tarifários ponta e fora de ponta;

- **n2** = número de intervalos de integralização **"T"**, por posto tarifário"p", no período de faturamento.

Nota: 1ª – Para a apuração do E_{RE} e D_{RE}(p), deve-se considerar:
I – o período de 6 (seis) horas consecutivas, compreendido, a critério da distribuidora, entre 23h30min e 6h30min, apenas os fatores de potência "fT" inferiores a 0,92 capacitivo, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora "T"; e
II – o período diário complementar ao definido anteriormente, apenas os fatores de potência "fT" inferiores a 0,92 indutivo, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora "T".

Nota: 2ª – O período de 6 (seis) horas, deve ser informado pela distribuidora aos respectivos consumidores com antecedência mínima de 1 (um) ciclo completo de faturamento.

Nota: 3ª – Na cobrança da demanda de potência reativa excedente, quando o VRDRE for nulo, a distribuidora deve utilizar valor correspondente ao nível de tensão imediatamente inferior.

Para unidade consumidora que não possua equipamento de medição que permita a aplicação das equações fixadas anteriormente, os valores correspondentes à energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes são apurados conforme as seguintes equações:

$$E_{RE} = EEAM \times \left(\frac{f_R}{f_M} - 1 \right) \times VR_{ERE}$$

$$D_{RE} = \left(PAM \times \frac{f_R}{f_M} - PAF \right) \times VR_{DRE}$$

onde:

- **E_{RE}** = valor correspondente à energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento, em Reais (R$);

- **EEAM** = montante de energia elétrica ativa medida durante o período de faturamento, em megawatt-hora (MWh);

- **f_R** = fator de potência de referência igual a 0,92;

- **f_M** = fator de potência indutivo médio da unidade consumidora, calculado para o período de faturamento;

- **DRE** = valor correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento, em Reais (R$);

- **VR_{ERE}** = valor de referência, em Reais por quilowatt (R$/kW), equivalente às tarifas de demanda de potência - para o posto tarifário fora de ponta - das tarifas de fornecimento aplicáveis aos subgrupos do grupo A para a modalidade tarifária horária azul;

- **PAM** = demanda de potência ativa medida durante o período de faturamento, em quilowatt (kW);

- **PAF** = demanda de potência ativa faturável no período de faturamento, em quilowatt (kW); e

- **VR_{DRE}** = valor de referência, em Reais por quilowatt (R$/kW), equivalente às tarifas de demanda de potência - para o posto tarifário fora de ponta - das tarifas de fornecimento aplicáveis aos subgrupos do grupo A para a modalidade tarifária horária azul.

Nota: A distribuidora deve conceder um período de ajustes para adequação do fator de potência para unidades consumidoras do grupo A, com duração de 3 (três) ciclos consecutivos e completos de faturamento, quando ocorrer:
I – início do fornecimento; ou
II – alteração do sistema de medição para medição horária apropriada, nos termos da legislação vigente;

4.3 Análise da demanda

4.3.1 Tarifa convencional

Com relação à demanda, a legislação vigente estabelece que seja considerado, para efeito de faturamento, o maior valor entre:

- demanda verificada por medição (demanda registrada);
- demanda fixada em contrato de fornecimento (demanda contratada).

4.3.2 Tarifa horária

A legislação vigente prevê que o faturamento da demanda deve ser feito da seguinte forma:

- quando a demanda registrada for inferior à demanda contratada, o faturamento será feito pela demanda contratada;
- quando a demanda registrada for superior à demanda contratada, o faturamento será feito pela demanda registrada.

4.3.3 Cobrança da ultrapassagem

Quando os montantes de demanda de potência ativa ou de uso do sistema de distribuição – MUSD medidos excederem em mais de 5% (cinco por cento) os valores contratados, aplica-se a cobrança da ultrapassagem conforme a seguinte equação:

$$D_{ULTRAPASSAGEM}(p) = [PAM(p) - PAC(p)] \times 2 \times VR_{DULT}(P)$$

Onde:

- **$D_{ULTRAPASSAGEM}$(p)** = valor correspondente à demanda de potência ativa ou MUSD excedente, por posto horário "p", quando cabível, em Reais (R$);
- **PAM(p)** = demanda de potência ativa ou MUSD medidos, em cada posto horário "p" no período de faturamento, quando cabível, em quilowatt (kW);
- **PAC(p)** = demanda de potência ativa ou MUSD contratados, por posto horário "p" no período de faturamento, quando cabível, em quilowatt (kW);
- **VR_{DULT}(p)** = valor de referência equivalente às tarifas de demanda de potência aplicáveis aos subgrupos do grupo A ou as TUSD – Consumidores Livres; e
- **p** = indica posto horário, ponta ou fora de ponta.

O consumidor estará utilizando a energia de forma adequada quando o valor de demanda faturada for igual ao da demanda contratada. Dessa forma, vai pagar por aquilo que realmente consome.

Conforme visto, a unidade consumidora é penalizada com a cobrança da ultrapassagem quando a demanda registrada exceder em certos limites a demanda contratada. Para evitar esse tipo de cobrança, deve-se, periodicamente, reavaliar o contrato de fornecimento de energia elétrica ou reduzir os valores de demanda registrada, por meio da otimização da operação dos equipamentos elétricos e das instalações.

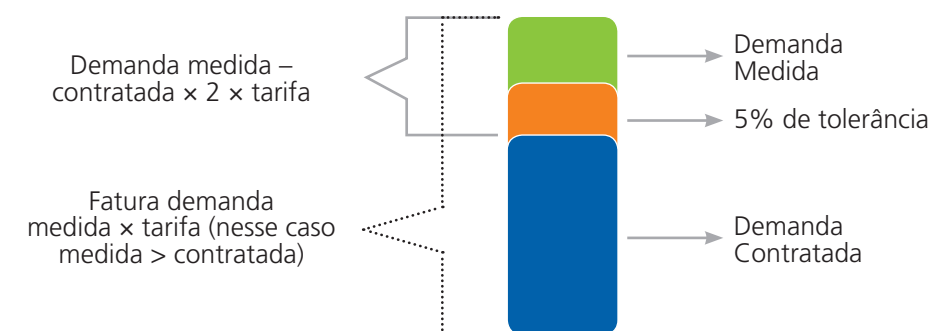
Todas as tarifas devem ser conhecidas, e não somente aquela à qual a unidade estiver submetida, pois a análise das alternativas tarifárias poderá indicar uma opção melhor. Essas tarifas são publicadas e divulgadas pela Elektro e pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

A partir da Resolução ANEEL 414/2010, poderá haver faturamento sem cobrança de ultrapassagem se a medição ficar até o valor contratado + 5%.

Na Resolução ANEEL 456/2000, o valor da tarifa de ultrapassagem era 3x a tarifa normal e sempre era cobrado ultrapassagem da diferença do valor medido pelo contratado. Por exemplo, se uma Unidade Consumidora com demanda contratada de 100 kW registrava uma demanda de 200 kW, era cobrado 100 kW de ultrapassagem.

Com a entrada das novas regras de alteração de tolerância (Art. 93 – Resolução 414/2010) e forma de faturamento (Art. 104 – Resolução 414/2010), o faturamento passou a ocorrer de uma maneira diferente, entretanto ao final os valores resultantes serão equivalentes aos anteriores. A nova regra prevê o faturamento de clientes com ultrapassagem da seguinte forma:

Total Medido x Tarifa + (Valor medido – Valor contratado) x 2 X Tarifa

Para facilitar o entendimento, segue abaixo, um exemplo visual da nova forma de cobrança da Ultrapassagem

4.4 Fator de demanda

O fator de demanda é a razão entre a demanda máxima num intervalo de tempo especificado e a carga instalada na unidade consumidora. Ele demonstra o quanto se dá a concentração do uso simultâneo da carga.

$$Fd = \frac{\text{Demanda máxima (kW)}}{\text{Carga instalada (kW)}}$$

4.5 Enquadramento tarifário

As unidades consumidoras pertencentes ao grupo A e atendidas pelo Sistema Interligado Nacional – SIN devem ser enquadradas nas modalidades tarifárias, conforme os seguintes critérios:

I – na modalidade tarifária horária azul, aquelas com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV;

II – na modalidade tarifária horária azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor, aquelas com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW; e

III – na modalidade tarifária convencional binômia, ou horária azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor, aquelas com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW.

Para o grupo B, nas unidades consumidoras devem ser enquadradas nas modalidades tarifárias conforme os seguintes critérios:

I – na modalidade tarifária convencional monômia, de forma compulsória e automática para todas as unidades consumidoras; e

II – na modalidade tarifária horária branca, de acordo com a opção do consumidor, somente após a publicação de resolução específica com a definição dos procedimentos e critérios a serem observados.

Notas:

1. Unidades consumidoras do grupo A não atendidas pelo SIN devem ser enquadradas na modalidade tarifária convencional binômia ou, conforme autorização específica e após homologação da ANEEL, na modalidade TH-Azul ou TH-Verde.

2. O enquadramento na modalidade tarifária horária azul ou verde para as unidades consumidoras da subclasse cooperativa de eletrificação rural deve ser realizado mediante opção do consumidor.

3. A alteração de modalidade tarifária deve ser efetuada nos seguintes casos:
I – a pedido do consumidor, desde que a alteração precedente tenha sido anterior aos 12 (doze) últimos ciclos de faturamento;
II – a pedido do consumidor, desde que o pedido seja apresentado em até 3 (três) ciclos completos de faturamento posteriores à revisão tarifária da distribuidora; ou
III – quando ocorrer alteração na demanda contratada ou na tensão de fornecimento que impliquem em novo enquadramento nos critérios previstos na legislação vigente.

Observações:

a) O enquadramento tarifário ocorrerá desde que observados os limites estabelecidos no Art. 12 – Resolução ANEEL 414/ 2010.

b) Quando a unidade consumidora tiver carga instalada superior a 75 kW e for atendida por sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, o consumidor pode optar pela mudança para o grupo A, com aplicação da tarifa do subgrupo AS.

- **Modalidade convencional:**
  O cliente contratará uma demanda única (em kW) e pagará por um consumo único (em kWh), de acordo com a bandeira tarifária vigente na época do faturamento (verde, amarela ou vermelha).

  Na modalidade convencional o menor valor que poderá ser contratado é de 30 kW. Uma vez conectado ao sistema, a demanda contratada não deverá ser ultrapassada. Quando a demanda ultrapassar o contrato, em valores superiores a 5%, será efetuada a cobrança de ultrapassagem.

  O consumidor Grupo A pode optar pela estrutura tarifária convencional, se atendido em tensão de fornecimento abaixo de 69 kV e tiver contratado uma demanda inferior a 300 kW.

- **Modalidade horária verde:**
  O cliente contratará uma demanda única (em kW) e também pagará por 2 (dois) segmentos de consumo (Ponta e Fora de Ponta), em kWh, de acordo com a bandeira tarifária vigente na época do faturamento (verde, amarela ou vermelha).

  A demanda mínima a ser contratada é de 30 kW e a demanda faturável será um único valor correspondente ao maior valor entre a demanda contratada e a demanda medida. Quando a demanda medida ultrapassar a contratada, além dos limites estabelecidos pela legislação de 5%, caberá a cobrança de ultrapassagem.

- **Modalidade horária azul:**
  O cliente contratará duas demandas (Ponta e Fora Ponta) em kW e também pagará por 2 (dois) segmentos de consumo (Ponta e Fora de Ponta), em kWh, de acordo com a bandeira tarifária vigente na época do faturamento (verde, amarela ou vermelha).

Nessa modalidade, o menor valor que poderá ser contratado é de 30 kW. Esse deve ser cumprido em pelo menos um dos segmentos horários, ponta ou fora ponta. A Tarifa Azul tem aplicação obrigatória para clientes em tensão igual ou superior a 69 kV.

O quadro a seguir ilustra as modalidades tarifárias e os níveis de tensão para clientes do grupo A.

	TH - AZUL	TH - VERDE	CONVENCIONAL
DEMANDA (kW)	• Uma tarifa para ponta • Uma tarifa para fora de ponta	• Tarifa única	• Tarifa única de energia, de acordo com as bandeiras tarifárias.
CONSUMO (kWh)	• Uma tarifa de energia para ponta, de acordo com as bandeiras tarifárias • Uma tarifa de energia para fora de ponta, de acordo com as bandeiras tarifarias	• Uma tarifa de energia para ponta, de acordo com as bandeiras tarifárias • Uma tarifa de energia para fora de ponta, de acordo com as bandeiras tarifarias	
TENSÃO (kV)	• Tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV • Tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW • Tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW	• Tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW • Tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW	• Tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW

4.6 Fator de carga

O fator de carga é muito utilizado para se conhecer o quanto a utilização da energia está se realizando de forma adequada perante os valores de pico de demanda. É um índice que demonstra se a energia consumida está sendo utilizada de maneira racional e econômica.

Esse índice é calculado pela razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora, ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado, por exemplo, fator de carga mensal, ou apenas no horário de ponta, ou ainda fator de carga no horário fora de ponta.

Para apuração da demanda média, utiliza-se a razão entre o consumo e o número de horas do período. O número de horas pode ser convencionado em 730 horas por mês (664 horas fora de ponta e 66 na ponta), que representa o número médio de horas em um mês genérico do ano [(365 dias/12 meses) x 24 horas]. Na prática, o número de horas dependerá do intervalo de leitura.

Quanto mais o fator de carga for próximo ao valor unitário, melhor será a utilização de energia em uma determinada unidade consumidora ou no setor/área.

$$\text{Fator de Carga} = \frac{\text{kWh}}{\text{kW} \times t}$$

onde:
kWh = consumo de energia ativa
kW = demanda de potência ativa medida
t = nº de horas ocorridas no intervalo

Nos casos de consumidores enquadrados no Sistema Tarifário Horário, o fator de carga é definido por segmento (ponta e fora ponta), conforme as seguintes expressões:

Fator de Carga TH – Ponta = 66 horas

$$FC\ p = \frac{kWh\ p}{kW\ p \times t\ p}$$

Fator de Carga TH – Fora Ponta = 664 horas

$$FC\ fp = \frac{kWh\ fp}{kW\ p \times t\ fp}$$

onde:
kWh = consumo de energia ativa, ocorrido no segmento
kW = demanda de potência ativa medida, ocorrido no segmento
p = segmento de ponta
fp = segmento fora ponta
t = nº de horas ocorridas no segmento

É importante observar que podemos trabalhar ainda com dois tipos diferentes de fator de carga no tocante à demanda adotada para cálculo.

Se adotarmos a demanda faturada para o cálculo, vamos obter o fator de carga de faturamento, apropriado para o cálculo da tarifa média da energia elétrica. Por outro lado, se adotarmos a demanda registrada para o cálculo, o fator de carga refletirá com mais exatidão o perfil de utilização de energia da unidade consumidora.

O fator de carga da unidade consumidora depende, entre outras coisas, das características dos equipamentos elétricos e do regime de operação dos mesmos, que por sua vez tem relação com a atividade executada no local.

4.6.1 Medidas para aumentar o fator de carga

A melhoria (aumento) do fator de carga, além de diminuir o custo médio pago pela energia elétrica consumida, conduz a um melhor aproveitamento da instalação elétrica, inclusive de motores e equipamentos, e a uma otimização dos investimentos nas instalações.

Analise seus equipamentos, faça o levantamento de utilização e verifique como a produção pode ser otimizada. Depois disso, existem dois caminhos a seguir para elevar o fator de carga:

a) Manter o atual consumo de energia elétrica e reduzir a parcela correspondente à demanda — isso se consegue diversificando o funcionamento das máquinas e realizando cronogramas de modulação.

b) Manter a demanda e aumentar o consumo de energia elétrica — para tanto, deve-se aumentar a produção, sem o acréscimo de novos equipamentos, mas ampliando o período de operação. É o caso de se adicionar mais um turno de trabalho.

Escolha um desses dois caminhos ou, se possível, utilize os dois. Eleve o fator de carga e reduza o preço médio pago pela energia elétrica. Naturalmente, a produção deve acompanhar o crescimento de consumo.

Resumindo, o fator de carga representa a relação entre a energia utilizada pela empresa e a energia que a concessionária de energia elétrica poderia ter fornecido no mesmo período. Em termos percentuais, indica a percentagem que a empresa utilizou da carga que a Elektro disponibilizou.

Outras ações que podem ser tomadas:

- programe o uso dos equipamentos;

- diminua, sempre que possível, os períodos ociosos de cada equipamento e opere-os de forma não simultânea;

- não acione simultaneamente motores que iniciem operação com carga;

- verifique as condições técnicas de suas instalações e dê a seus equipamentos manutenção periódica.

Evite as situações a seguir para não desperdiçar energia elétrica:

- equipamentos funcionando simultaneamente quando poderiam operar em horários distintos;

- equipamentos funcionando sem produzir em determinados períodos;

- falta de programação para a utilização de energia elétrica;

- curtos-circuitos e fugas de energia elétrica.

5. CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA

5.1 Acompanhamento das contas de energia elétrica

O acompanhamento e a análise das contas de fornecimento permitem avaliar as condições gerais de utilização de energia elétrica pela unidade consumidora, e trazem indicadores para a gestão e a racionalização do seu uso.

Além disso, o resultado da análise permite também que o contrato de fornecimento com a Elektro seja adequado às suas necessidades, o que pode implicar redução dos custos com eletricidade.

Antes de iniciar a análise, por meio de comparativos de custos médios e das planilhas (encontradas nas páginas seguintes), é importante verificar a tensão de fornecimento e o tipo de tarifa na qual se está enquadrado, de acordo com a legislação vigente.

Neste manual serão analisados somente os consumidores do Grupo A.

5.1.1 Cálculo do custo médio da energia elétrica

O custo médio de eletricidade é um parâmetro que reflete o impacto da energia elétrica para uma unidade consumidora, resultado das tarifas aplicadas e do regime de operação. O cálculo do custo médio pode ser feito de duas formas.

A primeira consiste em se dividir o importe (valor da conta sem ICMS), isto é, o resultado da aplicação das tarifas aos registros de demanda e consumo, pelo consumo registrado pela instalação.

Quando se pretende avaliar alterações contratuais ou mesmo estudar modificações de carga ou do regime de funcionamento, é necessário utilizar uma segunda forma de avaliação, que utiliza algumas fórmulas que permitem a obtenção do custo médio a partir da manipulação de algumas variáveis conforme mostrado a seguir.

Metodologia de cálculo do custo médio

Na modalidade tarifária horária, o custo médio anual deve ser calculado considerando-se uma média ponderada entre os valores das tarifas aplicadas para cada período de bandeira tarifária.

Outros parâmetros são adotados para suporte de cálculo:

- Consumo na Ponta (CP) / Consumo Total (CT): relação entre o consumo na ponta e o consumo total, esse parâmetro foi escolhido por ser comum às modalidades azul e verde.

- Fator de carga de ponta e fora da ponta: indicam o perfil de consumo de energia e demanda correspondente para cada segmento horário.

5.1.2 Cálculo do custo médio da tarifa azul

Na modalidade tarifária azul, existe a segmentação horária para a demanda (ponta e fora de ponta) e para o consumo (ponta e fora de ponta), além da sazonalidade das bandeiras tarifárias.

- Em função de CP/CT:

$$CM = \frac{CP}{CT} \times \left(\frac{TD}{FC_p \times 64} + TC_p \right) + \left(\frac{TD_{fp}}{FC_{fp} \times 666} + TC_{fp} \right) \times \left(1 - \frac{CP}{CT} \right)$$

- Em função do Índice de Modulação (IMOD) – substitui-se o CP/CT da equação acima pela seguinte equação:

$$\frac{CP}{CT} = \frac{FC_{fp} \times 64 \times \left(1 - \frac{IMOD}{100}\right)}{FC_{fp} \times 666 + FC_{p} \times 64 \times \left(1 - \frac{IMOD}{100}\right)}$$

5.1.3 Cálculo do custo médio da tarifa verde

Na modalidade tarifária verde, não há diferenciação entre demanda de ponta e fora de ponta, considerando-se apenas a máxima demanda registrada integralizada em 15 minutos durante todo o ciclo de faturamento.

O consumo é faturado da mesma forma que ocorre na tarifa azul (ponta, fora de ponta). Por isso, só são considerados dois parâmetros para cálculo: o CP/CT e o fator de carga total.

$$CM = \frac{TD}{FC \times 730} + \frac{CP}{CT}\left(TC_{p} - TC_{fp}\right) + TC_{fp}$$

5.1.4 Cálculo do custo médio da tarifa convencional

Na modalidade tarifária convencional, o importe é calculado utilizando-se somente a demanda e o consumo. Por isso, só é considerado o parâmetro fator de carga total.

$$CM = \frac{TD}{FC \times 730} + TC$$

Símbolos e abreviações

TD = Tarifa de demanda na ponta horária azul

TD_{fp} = Tarifa de demanda fora de ponta horária azul

TC_{p} = Tarifa de consumo na ponta horária azul e verde

TC_{fp} = Tarifa de consumo fora de ponta horária azul e verde

TD = Tarifa de demanda horária verde e convencional

TC = Tarifa de consumo convencional

CP\CT = consumo na ponta\consumo total horária verde e azul

IMOD = Índice de modulação horária azul

IMOD = 1 – (Dp / Dfp)

FC_{p} = Fator de carga na ponta horária azul

FC_{fp} = Fator de carga fora de ponta horária azul

FC = Fator de carga total horária verde e convencional

5.2 Planilhas de acompanhamento

Para facilitar o acompanhamento mensal das contas de fornecimento de energia elétrica, sugere-se a utilização das planilhas a seguir, que permitem visualizar o histórico de todos os parâmetros importantes para análise em um único documento.

Acompanhamento das faturas de energia elétrica Tarifas convencional e TH – Verde

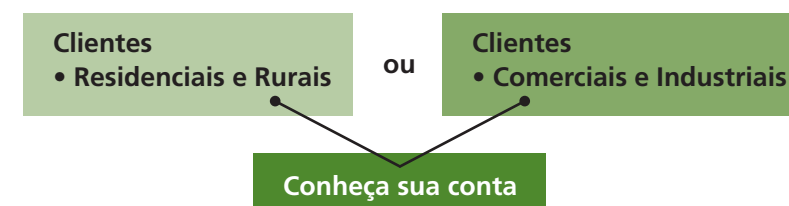
MESES	CONSUMO (kWh)		DEMANDA CONTRATADA kW		FATOR DE CARGA	FATOR DE POTÊNCIA
	PONTA	FORA DE PONTA	REGISTRADA	FATURADA		
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						

Acompanhamento das faturas de energia elétrica TH – Azul

MESES	CONSUMO (kWh)		DEMANDA CONTRATADA PONTA: kW FORA PONTA: kW				FATOR DE CARGA		FATOR DE POTÊNCIA
			REGISTRADA		FATURADA				
	PONTA	FORA DE PONTA	PONTA	FORA PONTA	PONTA	FORA PONTA	PONTA	FORA PONTA	
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									

A conta de energia elétrica é um instrumento importante para o gerenciamento energético. Por isso, é necessário conhecê-la e interpretá-la. Tanto a conta como sua descrição podem ser obtidas na Elektro ou em sua página da internet.

Entre no site: www.elektro.com.br

Nele, você terá a fatura completa da *Elektro*, detalhada com a identificação de cada campo.

5.3 Consumo específico

O consumo específico é um índice que indica o total de energia consumida para o processamento completo de determinado produto ou para a prestação de um serviço. É um dos parâmetros de maior importância em estudos que envolvem o uso racional de energia nas empresas.

$$\text{Consumo específico} = \frac{\text{consumo de energia}}{\text{produção (serviço)}}$$

A importância da identificação do consumo específico, ou dos consumos específicos, deve-se ao fato de tratar-se de um índice que facilita a comparação com outras unidades ou empresas, o que permite a apuração das economias e dos resultados.

Para explicar a necessidade da identificação do consumo específico, pode-se usar a analogia com o consumo de combustível por um veículo. Quando deseja controlar o consumo de combustível do carro, o proprietário não deve verificar o consumo total de litros por mês, mas sim quantos quilômetros por litro o veículo está desenvolvendo.

Muitas variáveis influenciam no consumo: quantos quilômetros foram percorridos na estrada e dentro da cidade, se o ar-condicionado foi ou não utilizado, quantos passageiros o carro transportou etc. É importante que o proprietário esteja atento a todas essas variações.

De maneira análoga, deve-se fazer o acompanhamento do consumo de energia elétrica (kWh). Muitas variáveis influenciam no consumo de energia elétrica: o intervalo de leituras do medidor de energia elétrica pode variar, o clima, férias, novos equipamentos que são ligados, paradas programadas ou não, variação de produção etc.

Da mesma maneira que não faz sentido acompanhar o consumo de combustível de um veículo simplesmente pelos litros que ele consumiu, também não faz sentido acompanhar o consumo de energia elétrica (kWh) pelo consumo mensal registrado (informado em sua fatura). O correto será identificar o consumo de energia elétrica para o processamento completo de um determinado produto ou para a prestação de um serviço.

O consumo específico no setor industrial é medido pela relação entre o consumo e o que está sendo produzido.

Por exemplo, uma indústria consumiu 10.000 kWh para produzir 8 toneladas de um produto A e 3 toneladas de um produto B. O importante é descobrir quanto de energia elétrica foi utilizado para produzir A e B. Supondo que, depois de realizado o rateio de energia elétrica, chegou-se a 70% da energia elétrica utilizada para produzir A, então:

- consumo específico de A é igual a 7.000 kWh / 8t = 875 kWh/ t;

- consumo específico de B é igual a 3.000 kWh / 3t = 1.000 kWh/ t.

Com esse exemplo, conclui-se que uma empresa pode ter mais de um consumo específico. Algumas vezes, ou num primeiro momento, pode-se calcular um único consumo específico. No exemplo, ele seria 10.000 kWh/11 t ou 909 kWh/t.

A identificação do consumo específico vai depender de bom senso. O importante é descobrir o que realmente faz alterar o consumo de energia elétrica. Existem consumos que independem da produção ou do serviço (iluminação). Se possível,

devem ser criados mais de um consumo específico: um global e outros específicos por setor ou (sub) produtos.

Acompanhar simplesmente a variação do consumo (kWh) mensal não é suficiente, pois, após implementar medidas de economia de energia elétrica, o consumo pode aumentar, devido a um aumento de produção.

Exemplo

Antes de adotar as medidas de eficiência energética, uma empresa consumia 1.000 kWh para produzir 100 peças. Então, o consumo específico era:

$$\frac{1.000\text{ kWh}}{100} = 10\text{ kWh/ pç}$$

Situação A

Após adotar as medidas de eficiência energética, a empresa passou a consumir 2.100 kWh, porém aumentou a produção para 300 peças. Então, o consumo específico passou para:

$$\frac{2.100\text{ kWh}}{300} = 7\text{ kWh/ pç}$$

Situação B

Após adotar as medidas de eficiência energética, a empresa passou a consumir 700 kWh e continuou produzindo 100 peças. Então, o consumo específico passou para:

$$\frac{700\text{ kWh}}{100} = 7\text{ kWh/ pç}$$

Ao contrário do que possa parecer, a implantação de medidas para o gerenciamento energético não implica, necessariamente, a redução de consumo de energia elétrica (kWh) e sim a redução do consumo específico.

5.4 Custo específico

Outro índice que deve ser identificado e gerenciado é o custo específico, que é o produto da tarifa média da energia elétrica (R$/kWh) da empresa pelo consumo específico (kWh/produto ou serviço produzido) ou, simplesmente, o custo da energia por unidade ou serviço produzido.

Custo específico = Consumo específico x custo médio

ou

Custo específico = Fatura de energia / Produção (serviço)

Utilizando o exemplo em que o consumo específico anterior e após a implantação de algumas medidas de eficiência energética era de 10 kWh/pç e 7 kWh/pç, respectivamente, e considerando uma tarifa média de R$ 0,22/kWh, obtém-se a redução do custo específico:

- 10 kWh/pç x R$ 0,22/kWh = R$ 2,20/pç

- 7 kWh/pç x R$ 0,22/kWh = R$ 1,54/pç

Nota-se que o custo médio pode ser alterado após a implantação das medidas. Nesse caso, foi mantido constante. Se houver alterações, deve-se usar o novo valor.

Para consumidores atendidos em baixa tensão, a única maneira de reduzir o custo específico consiste em atuar no consumo específico, pois, como já foi visto, o custo médio é a própria tarifa acrescida do ICMS.

Agora, para consumidores atendidos em alta tensão, existem duas possibilidades para reduzir o custo específico: atuar na redução do consumo específico ou atuar no custo médio.

5.5 Redução do consumo específico

Considerando que (consumo específico = consumo de energia / produção), e sabendo que a produção é determinada pela demanda de mercado ou por estratégias empresariais, basta atuar no numerador dessa relação: o consumo de energia.

Como já foi visto, o consumo de energia elétrica é igual à potência multiplicada pelo tempo (Wh). Portanto, existem apenas duas opções: diminuir a potência ou diminuir o tempo de funcionamento.

Para diminuir a potência, deve-se usar equipamentos ou processos mais eficientes e elaborar um estudo visando reduzir a simultaneidade da operação das diversas cargas que compõem a instalação (modulação).

Para diminuir o tempo de funcionamento, deve-se atuar na mudança de hábitos e/ou processos. Uma alternativa é utilizar o recurso da automação.

Para reduzir o custo médio, existem três caminhos:

- Contratar demandas adequadas às reais necessidades da instalação. A instalação de um controlador de demanda permite às empresas realizar um melhor gerenciamento, bem como evitar ultrapassagens.

- Contratar demandas superiores às realmente demandadas, consequentemente vai se pagar por uma demanda não utilizada.

- Transferir o máximo de carga possível para o horário fora de ponta. Por exemplo, deslocar ou programar, sempre que possível, o funcionamento das cargas para o horário fora de ponta. Quando planejar alguma interrupção, executá-la no horário de ponta.

Procure enquadrar-se na melhor modalidade tarifária possível. Dependendo do fator de carga e do funcionamento da instalação, a opção por uma das três modalidades poderá possibilitar um menor custo médio.

A tarifa azul é a que possibilita o menor preço, mas é necessário um alto fator de carga (maior que 0,8) no horário de ponta.

6. ANÁLISE ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS

A conservação de energia elétrica proporciona ao cliente, principalmente aquele ligado à atividade industrial/comercial, uma redução substancial do custo com esse insumo. Essa redução, em diversas ações, exige dos empresários novos investimentos. De outro lado, sendo escassos os recursos existentes para investimentos, o processo de tomada de decisão constitui-se numa das questões de maior relevância e deve consistir na avaliação de caminhos alternativos, tendo em vista a escolha de opções mais interessantes do ponto de vista econômico.

A ferramenta fundamental para se decidir por uma alternativa de investimento é a análise econômica, uma vez que é a única ferramenta que permite comparar soluções tecnicamente diferentes.

Todo o seu fundamento se baseia na matemática financeira, que se preocupa com o valor do dinheiro no tempo.

Podemos citar como exemplos de aplicação da análise econômica:

- contratar um transporte de materiais com terceiros ou comprar e operar uma frota de caminhões;
- construir uma rede de distribuição de água com tubulações de diferentes diâmetros;
- substituir equipamentos tecnologicamente obsoletos;
- comprar um carro a prazo ou à vista;
- trocar um sistema de iluminação pública de baixo custo de investimento e pouco eficiente por outro de maior investimento, porém mais eficiente.

O estudo econômico pressupõe os seguintes princípios básicos:

- Existem alternativas de investimentos. É inútil calcular se é vantajoso comprar um carro à vista se não há condições de conseguir dinheiro para a compra;
- As alternativas devem ser expressas em valores monetários. Não se compara 1.000 litros de óleo combustível com 500 kWh de energia elétrica. Ao se converter os dados em valores monetários, chega-se a um denominador comum de comparação.

Alguns dados são difíceis de se converter em dinheiro. Exemplos que ocorrem com frequência nos casos reais são: boa vontade de um fornecedor, boa imagem da empresa ou status. São os chamados fatores intangíveis.

- Devem ser comparadas somente as alternativas relevantes. Para decidir sobre o tipo de motor a ser adquirido, não interessa o consumo dos mesmos se forem idênticos;
- Os custos do capital investidos (juros) deverão ser computados. Estes mesmos recursos poderão ser investidos em outro projeto com maior rentabilidade.

Para que um projeto seja escolhido entre diversas alternativas disponíveis, é necessário obedecer a alguns critérios, como:

- critérios financeiros: disponibilidade de recursos;
- critérios econômicos: rentabilidade do investimento;
- critérios imponderáveis: fatores não conversíveis a valores monetários.

6.1 Matemática financeira

A matemática financeira é uma ferramenta da análise econômica. Ela trata da relação entre o dinheiro (valores monetários) e o tempo. Esse conceito pode ser expresso com a seguinte frase: "Não se soma ou subtrai quantias em dinheiro que não estejam referidas à mesma data".

A matemática financeira desenvolveu uma infinidade de abordagem dessas relações. Aqui, mencionamos apenas alguns conceitos essenciais ao entendimento deste trabalho.

6.1.1 Juros

A relação entre o dinheiro e o tempo é expresso por juros. É o que se paga pelo custo do capital, ou seja, é o pagamento pela oportunidade de poder dispor de um capital durante determinado tempo.

Os juros podem ser computados sob as formas de juros simples e de juros compostos.

- **Juros simples**
  Ao se calcular os juros simples, considera-se que apenas o principal (o capital inicial) rende juros. O valor desses juros pode ser calculado pela seguinte fórmula:

$$J = C \times i \times n$$

em que:
C = principal
i = taxa de juros (anuais, semestrais, mensais)
J = juros
n = número de períodos (anos, semestres, meses)

O valor que se tem depois do período de capitalização, chamado de valor futuro (VF), pode ser calculado por:

$$VF = C \times (1 + i \times n)$$

O cômputo do juro simples é raramente utilizado. Na maioria dos cálculos financeiros, utilizam-se juros compostos.

- **Juros compostos**
  No cálculo de juros compostos, no final de cada período, o juro é incorporado ao principal ou capital, passando assim a também render juros no próximo período.

Podemos deduzir a expressão da seguinte maneira:

a) No primeiro período:

$$J_1 = C + C \times i = C \times (1 + i)$$

b) No segundo período:

$$J_2 = J_1 + J_2 \times i = J_1 \times (1 + i) = C \times (1+ i)^2$$

c) No terceiro período:

$$J_3 = J_2 + J_2 \times i = J_2 \times (1 + i) = C \times (1+ i)^2 \times (1 + i) = C \times (1+ i)^3$$

Generalizando, para um número de períodos igual a n, a expressão geral para cálculo de juros compostos é a seguinte:

$$J = C \times (1+ i)^n$$

Esta é a expressão de cálculo de juros mais utilizada. Pode-se constatar que, para o primeiro período, o valor obtido para o juro simples é igual ao valor do juro composto.

6.1.2 Fluxo de caixa

O fluxo de caixa é uma maneira simplificada de representar resultados econômicos ou financeiros de empreendimentos ao longo do tempo. O fluxo de caixa projeta as expectativas de ganhos monetários do projeto e permite aplicar os diversos métodos de avaliação da atratividade do empreendimento e comparar as diferentes alternativas de projetos.

A construção do fluxo de caixa de um projeto implica avaliar os investimentos necessários, receitas do projeto, custos operacionais envolvidos, prazos de implantação, custos financeiros, impostos e taxas, vida útil do projeto, valor residual e todas as demais variáveis relevantes que possam influir de modo significativo nos resultados do empreendimento. O fluxo de caixa deverá espelhar a “vida” do projeto sob o enfoque de valores monetários.

E deverá contemplar as alternativas de financiamento se for o caso. O fluxo de caixa líquido é muito afetado por financiamentos. Muitas vezes, um financiamento alavanca de modo favorável um projeto, reduzindo as necessidades de caixa, permitindo distribuir rendimentos aos investidores, tornando o projeto mais atrativo. Usualmente, os fluxos de caixa são apresentados em planilhas eletrônicas e gráficos.

6.2 Métodos de análise econômica de projetos

A análise econômica de projetos pressupõe que os projetos estejam tecnicamente corretos. É a engenharia econômica que fornece os critérios de decisão para a seleção de um projeto entre diversas alternativas de investimento.

Existem vários métodos de análise. Os mais usuais são:

- Método do Valor Presente Líquido (VPL)
- Método do Valor Futuro Líquido (VFL)
- Método do Valor Uniforme Líquido (VUL)
- Método do Índice de Rentabilidade (IR)
- Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)
- Método da Taxa Externa de Retorno (TER)

Esses métodos são equivalentes e geram "figuras de mérito", que são valores e índices que permitem selecionar, em um universo de alternativas de investimento, a melhor sob o ponto de vista econômico. Embora conduzam ao mesmo resultado, apresentam vantagens e desvantagens um em relação ao outro.

Para projetos de conservação de energia, dois métodos de análise são importantes:

- Método do custo de ciclo de vida (*Life Cycle Cost*);
- Método do custo da energia conservada.

Embora os métodos descritos anteriormente sejam importantes para a análise de um projeto, a avaliação sob o ponto de vista do custo do ciclo de vida e da energia conservada introduz maior grau de conhecimento dos resultados econômicos do projeto, baseado na análise comparativa de resultados da escolha desta ou daquela alternativa tecnológica. O método mais expedito conhecido como Payback Simples (PBS), ainda muito utilizado, fornece resultados errôneos. Já o método do Payback Descontado (BPD) reduz um pouco as distorções decorrentes da influência do custo do dinheiro ao longo do tempo. Recomenda-se não utilizar os métodos de Payback como critério na seleção de alternativas de projetos.

A seguir, apresentamos alguns dos métodos mais utilizados para a avaliação econômica de projetos. Esses métodos se aplicam aos resultados de um fluxo de caixa. Por essa razão, será necessário elaborar o fluxo de caixa dos projetos.

Serão expostos os métodos Valor Presente Líquido (VPL); Taxa Interna de Retorno (TIR); e Payback Simples (PBS) somente como ilustração.

6.2.1 Valor Presente Líquido – VPL

O método do Valor Presente Líquido (VPL) avalia um projeto transferindo para o momento presente todas as variações de caixa esperada no período considerado do projeto, descontadas à taxa mínima de atratividade.

Em outros termos, seria o transporte para a data zero, do fluxo de caixa, de todos os recebimentos e desembolsos esperados, descontados à taxa de juros considerada.

A expressão geral do VPL é a seguinte:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^{n} \frac{R_t}{(1+k)^t} + \frac{Q}{(1+k)^n}$$

em que:

– I = investimento de capital na data zero

R_t = retornos após os impostos

n = número de períodos de análise

k = custo de capital ou taxa de atratividade do capital ou taxa de juros mínima aceitável

Q = valor residual do projeto, no fim do período de análise

Sempre que:

- VPL > 0, o projeto deve ser aceito;
- VPL = 0 é indiferente aceitar ou não o projeto;
- VPL < 0, o projeto deve ser rejeitado.

Quanto maior for o VPL, mais atrativo será o projeto. Entre várias alternativas, a que apresentar maior VPL será a melhor opção.

6.2.2 Taxa Interna de Retorno – TIR

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de juros para a qual as receitas de um projeto tornam-se iguais aos desembolsos. Isso significa que a TIR é a taxa de juros que torna nulo o Valor Presente Líquido do projeto. Pode-se ainda entender a TIR como sendo a taxa de remuneração do capital investido em um projeto.

A TIR deve ser comparada com a taxa de atratividade para se decidir pela aceitação ou não de um projeto. Na comparação de alternativas, o projeto que apresentar maior TIR é o mais atrativo. Se a TIR for menor que a taxa de atratividade, o projeto deverá ser descartado.

A expressão geral da TIR é:

$$0 = \sum_{t=0}^{n} \frac{R_t}{(1+TIR)^t}$$

em que:

TIR = taxa interna de retorno

R_t = retornos após os impostos

n = número de períodos de análise

Os cálculos do VPL e da TIR podem ser bastante complexos. Recomenda-se utilizar os recursos disponíveis em planilhas eletrônicas ou calculadoras especiais.

6.2.3 Payback Simples – PBS

Este método mede o prazo necessário para se recuperar um investimento realizado. Não considera a distribuição do fluxo de caixa ao longo do tempo nem o custo dos recursos investidos. Não é aplicável a projetos com fluxo de caixa variável.

Embora não seja recomendado para análise de projetos e deva ser descartado na seleção de alternativas, ele está sendo apresentado por tratar-se de um método muito conhecido e fácil de se entender.

A expressão do Payback Simples é:

$$PBS = \frac{R}{I}$$

em que:

PBS = tempo de retorno do investimento (Payback Simples), expresso em períodos e fração de períodos (anos, meses etc.)

R = receita (ou custo evitado) do período (anos, meses etc.)

I = investimento

6.2.4 Custo de Ciclo de Vida

Este método é muito utilizado quando se quer comparar alternativas que diferem no investimento inicial, por exemplo, optar pela escolha de um sistema de iluminação com lâmpadas eficientes ao invés de um sistema com lâmpadas convencionais. Normalmente essa análise ajuda muito na escolha de alternativas tecnológicas, mostrando as vantagens de um projeto que emprega tecnologia mais eficiente e que, embora tenha um custo inicial superior, apresenta vantagens durante sua vida útil sobre um projeto com tecnologia convencional.

O Custo de Ciclo de Vida é o valor presente de todos os custos incorridos durante a vida de um projeto1, que no caso de um projeto de conservação de energia pode ser representado pela seguinte expressão:

$$CCV = I + \sum_{n=1}^{vu} EC_n \times PE_n \times (1 - i)^{-n} + \sum_{n=1}^{vu} OC_n \times (1 - i)^{-n}$$

Projeto[1] (Capital inicial, custo operacional, juros, etc.)

6.3 Critérios para seleção de projetos de investimento

Se houver várias alternativas de projetos, deve-se classificá-los para que se possa estabelecer regras para a seleção. Uma classificação recomendada é a relativa aos graus de dependência:

- Projetos independentes: quando a aceitação de um projeto não depende da aceitação ou rejeição de outros. Neste caso, pode-se aplicar os métodos do VPL ou TIR indiferentemente.

- Projetos mutuamente excludentes: quando a aceitação ou rejeição de um projeto depende da rejeição ou aceitação de outro projeto. Neste caso, os resultados obtidos por ambos os métodos podem diferir:

- **Método do VPL:** o melhor projeto será o que tiver maior VPL.

- **Método da TIR:** o melhor projeto pode não ser o que apresentar maior TIR.

A análise de atratividade de projetos mutuamente excludentes deve ser feita, também, para vários cenários sensibilizados para as variáveis mais relevantes do projeto. Um dos métodos mais utilizados é o do Fluxo de Caixa Incremental.

Neste caso, constrói-se o fluxo de caixa para cada um dos projetos e procede-se a sensibilização simultânea dos projetos para as variáveis relevantes. A análise dos resultados poderá ser mais bem apreciada através de representação gráfica.

Para ilustrar este item, suponhamos que existam dois projetos competindo entre si, o Projeto 1 e o Projeto 2, cujos fluxos de caixa são os seguintes:

ANOS	PROJETO 1	PROJETO 2
0	($ 6.000)	($ 30.000)
1	$ 5.000	$ 9.000
2	$ 6.000	$ 10.500
3	$ 7.500	$ 12.500
4	$ 8.500	$ 14.000
5	$ 9.500	$ 16.000
6	$ 10.000	$ 17.500
7	$ 11.000	$ 18.500
8	$ 11.500	$ 19.500

Se ambos os projetos forem submetidos a uma análise com uma taxa de atratividade de 12% ao ano, apresentarão os seguintes resultados:

PROJETO	VPL (R$)	TIR (%)	PBS (ANOS)
1	34.065,07	100,8%	1,17
2	38.389,81	37,7%	2,84

Os resultados são no mínimo curiosos:

- Pelo VPL, a melhor solução é o Projeto 2;

- Pela TIR, a melhor solução é o Projeto 1;

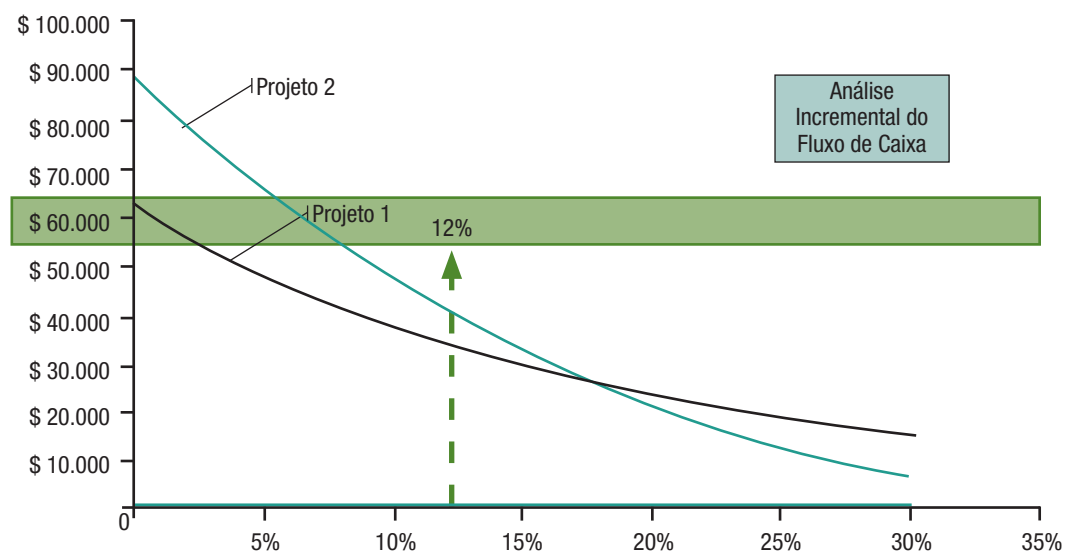
- Pelo PBS, a melhor solução é o Projeto 1.

E agora?
Se a implantação de um dos projetos exclui o outro, então, o critério a ser adotado é o do maior VPL, mesmo que tenha apresentado uma TIR menor. Não se deve tomar

decisões baseadas no PBS. Ainda assim, uma decisão consciente implica a necessidade de se analisar o comportamento de ambos os projetos sob diferentes cenários para as variáveis mais relevantes.

Por exemplo:

A variável taxa de atratividade é muito relevante. Uma análise do fluxo de caixa incremental desses projetos, sensibilizado para esta variável, resulta no gráfico a seguir, em que os valores da taxa de atratividade estão representados na coordenada e os valores do VPL estão representados na abscissa.

Os resultados indicam que o Projeto 2 é melhor que o Projeto 1 para taxas de atratividade menores que 18%; os dois projetos são igualmente competitivos para a taxa de 18%; e, acima deste valor, o Projeto 1 é o melhor.

Conclusão

A decisão de investimento exige a elaboração de projetos técnicos de boa qualidade, capazes de estabelecer os parâmetros monetários para uma análise econômica criteriosa.

Esse bom projeto técnico não pode ser descartado em uma competição com outro projeto, também bom tecnicamente, em razão de uma análise econômica sem critérios adequados.